

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

ЭКОНОМИКА ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В трех томах

Под редакцией
А.И.Барановского
Н.Н.Кожевникова
Н.В.Пирадовой

том **2**

Экономика и управление энергообъектами

Общие вопросы
экономики и управления **книга 1**

*Рекомендовано Министерством
общего и профессионального образования
Российской Федерации
в качестве учебного пособия для студентов
высших учебных заведений,
обучающихся по техническим специальностям
и направлениям*

WWW.03-TS.RU

МОСКВА
 Издательство МЭИ
1 9 9 8

Рецензенты: председатель Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации Ю.Н. Корсун, заведующий кафедрой менеджмента в международном топливно-энергетическом бизнесе института управления в энергетике П.В. Горюнов

Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов. — В 3-х т.
Э 40 Т. 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 1. Общие вопросы экономики и управления / А.И. Барановский, Н.Н. Кожевников, Н.В. Пирадова и др.; Под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. — М.: Издательство МЭИ, 1998. — 296 с.: ил.

ISBN5-7046-0166-9

Собран и классифицирован материал, относящийся к общим вопросам экономики и управления энергообъектами.

Рассматриваются такие основополагающие проблемы как энергетические ресурсы и их использование, электроэнергетический баланс, основные и оборотные средства энергопредприятий, капиталовложения в энергетику, финансово-экономическая эффективность инвестиций, организация и управление энергообъектами.

Для студентов факультетов энергетического профиля, обучающихся по специальности «Экономика и управление на предприятии», а также специалистов-энергетиков, занимающихся на курсах повышения квалификации.

УДК 638.45 (075.8)
ББК 65.9(2)3я73

ISBN 5-7046-0166-9 (Т. 2, кн. 1)
ISBN 5-7046-0164-2

© Авторы, 1998

С переходом России к рыночным отношениям и проводимыми реформами связана новая ориентация экономической и финансовой деятельности энергетических предприятий.

При этом появляется необходимость решения многих задач в ряде областей хозяйственной деятельности:

- производственного учета;
- маркетинговых исследований;
- тарифов на электроэнергию и тепло;
- платежей за передачу и распределение энергии;
- подготовки и переподготовки персонала и других.

Важное значение приобретает решение организационных вопросов:

- организации рынка энергии и мощности;
- реструктуризации собственности;
- организации акционерных обществ;
- взаимоотношений предприятий с энергетической системой и энергосистем с РАО «ЕЭС России»;
- формулирование целей и задач экологии в современных условиях.

Для решения этих задач студенты должны обладать техническими, экономическими знаниями и владеть методикой проведения экономического анализа с использованием современных методов и средств расчетов. И, наконец, приобрести знания, позволяющие в современных переходных условиях грамотно решать оптимизационные задачи, что особенно важно при переходе к оптимальным структурам энергоснабжения.

При решении этих задач центральную роль играет обучение студентов научным подходам при получении ими образования.

В этом контексте построено настоящее учебное пособие, обобщающее и систематизирующее существующие понятия различных государственных и частных предприятий, работающих в энергетическом секторе производства. Очень важным является то обстоятельство, что учебное пособие написано совместно со специалистами РАО «ЕЭС России», в связи с чем содержание его не только связано с действительностью, но и имеет большую практическую ценность.

В плане специального, в том числе энергетического образования как в Техническом Университете Берлина (ТУ Берлин), так и в других высших школах Германии большое значение придается представлению учебных материалов в форме структурных учебников, чему соответствует и настоящая книга.

ТУ Берлин связан с Московским энергетическим институтом договором о научной корпорации, в соответствии с которым ведется многолетняя конкретная работа. Как представитель этого известного университета я очень рад, что наш российский партнер вносит данным учебником значительный вклад в усовершенствование образования в России в области экономики и управления энергопредприятиями.

Можно надеяться, эта книга найдет широкий отклик среди студентов и преподавателей многих соответствующих образовательных центров России, что будет способствовать быстрому появлению второго издания, поскольку книга издается в условиях переходного периода и еще предстоят дальнейшие серьезные изменения в управлении энергетическим хозяйством страны. Кроме того, этот учебник очень полезен тем, что дает представление о современной энергетике России и развитии науки в этой области.

Георг Эрдман

Профессор энергосистем ТУ Берлин

ПРЕДИСЛОВИЕ

Второй том «Экономика и управление энергообъектами» учебного пособия «Экономика промышленности», по существу, одна из первых книг в области экономики энергетики после перехода страны к рыночным отношениям. Том состоит из трех книг и охватывает весь перечень вопросов экономики и управления производством энергии (ТЭС, ГЭС), и ее передачей и распределением. В первой книге рассматриваются общие вопросы экономики и управления. Во второй — состояние РАО «ЕЭС России», электростанций, электрических сетей. Третья — посвящена промышленной энергетике и реализации продукции.

Второй том составлен с учетом учебных планов и программ ведущих технических вузов России и установившейся практики на предприятиях энергетики. Учебное пособие отражает сложившиеся экономические отношения в системе РАО «ЕЭС России» и взаимосвязи его подразделений с потребителями на этапе переходного периода к рыночной экономике.

Книга 1 методически отличается от других подобных книг, издававшихся ранее, прежде всего, четкой структурой и глубиной изложения. Она структурно построена как логическая цепочка рассмотрения вопросов от общих — к конкретной специфике отрасли, от начала производства энергии до ее реализации.

В связи с тем, что экономические процессы в стране протекают сложно, постоянно претерпевая изменения, авторами и издательством приложены большие усилия для того, чтобы написать учебное пособие в минимально короткие сроки, охватив весь необходимый объем проблем. Основная задача авторов — возможно более близкое к реальным условиям описание процессов в области экономики энергетики поскольку именно это представляет определенный интерес для читателя.

Представленный в книге материал в настоящее время рассматривается в учебных курсах для студентов специальности «Экономика и управление на предприятии».

Книги второго тома написаны коллективом авторов, в который вошли ведущие преподаватели кафедры ЭКО МЭИ, ведущие специалисты из Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», проектных организаций.

Авторы выражают глубокую признательность рецензентам за ценные замечания и предложения по совершенствованию рукописи, редакторам издательства — за внимательное и доброжелательное отношение к авторскому коллективу.

В работе над книгой 1 второго тома принимали участие авторы: предисловие — канд. экон. наук А.И. Барановский, д-р техн. наук Н.Н. Кожевников, канд. экон. наук Н.В. Пирадова; гл. 1 — д-р экон. наук А.Н. Златопольский; гл. 2 — д-р техн. наук Н.Н. Кожевников, Л.А. Марфут; гл. 3 — д-р техн. наук Н.Н. Кожевников, Э.Г. Леонова; гл. 4 — Н.С. Чинакаева; гл. 5 — д-р экон. наук А.Н. Златопольский, д-р техн. наук Н.Н. Кожевников, А.Н. Соловьев; гл. 6 — А.Г. Амосов, Т.Ф. Басова; гл. 7 — Т.Ф. Басова; гл. 8—10 — д-р техн. наук Н.Н. Кожевников, Т.Ф. Басова, Н.С. Чинакаева; гл. 11 — Т.Ф. Басова; гл. 12 — д-р техн. наук Н.Н. Кожевников; гл. 13 — д-р экон. наук А.Н. Златопольский; гл. 14 — д-р техн. наук Н.Н. Кожевников; гл. 15, 16 — А.Г. Амосов, Т.Ф. Басова.

Раздел I

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭКОНОМИКИ

Глава 1

ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА

1.1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО СТРАНЫ

Энергетическое хозяйство страны — комплекс материальных устройств и процессов, предназначенных для обеспечения народного хозяйства топливом, электроэнергией, теплотой, сжатым и кондиционированным воздухом, кислородом, водой и т.п. Энергетике присущи весьма сложные связи как внутри энергетического хозяйства, так и с другими системами народного хозяйства (внешние связи). Внутри энергетики выделены в самостоятельные отрасли промышленности: электроэнергетическая, газоснабжающая, нефтеснабжающая, углеснабжающая. Остальные производственные системы входят в состав других отраслей промышленности и народного хозяйства.

Энергетическое хозяйство может рассматриваться как энергетическая цепь, включающая ряд взаимосвязанных звеньев: энергетические ресурсы, транспорт, склады, генерирующие установки, аккумулирующие установки, передаточные устройства, потребители (рис. 1.1).

Изменение в одном звене этой энергетической цепи может оказать влияние на другие. Например, увеличение расхода кислорода потребителями ведет к росту количества электроэнергии для кислородной станции. Это может вызвать необходимость усиления существующих электрических сетей, ввода дополнительных генерирующих мощностей на электростанциях, расширения складов и пропускной способности железных дорог, повышения добычи топлива. Поэтому изучение каждого звена энергетической цепи должно проводиться не изолированно, а с учетом влияния рассматриваемых технических решений на другие звенья.

Внешние связи энергетики проявляются в двух направлениях: оперативных и обеспечивающих.

Первые — осуществляются с технологическими процессами промышленности, транспорта, сельским хозяйством, коммунально-бытовым хозяйством.

Неразрывность этих первых связей определяется практическим совпадением во времени процессов производства, передачи и потребления электроэнергии и теплоты. Отсутствие возможности запастись энергией в практически ощутимых количествах приводит к необходимости создания ре-



Рис. 1.1. Схема энергетической цепи

зернов в генерирующих мощностях, топливе на тепловых и атомных электростанциях, воде на гидростанциях.

Вторые — определяются необходимостью обеспечения заблаговременного согласованного развития топливной промышленности, металлургии, машиностроения, строительной индустрии, транспортных устройств.

Совокупность предприятий, установок и сооружений, обеспечивающих добычу и переработку первичных топливно-энергетических ресурсов, их преобразование и доставку потребителям в удобной для использования форме образует топливно-энергетический комплекс (ТЭК).

Особенности энергетического хозяйства привели к необходимости применения системного метода экономического исследования. Системный подход к нахождению оптимального сочетания электрификации, теплофи-

кации и газификации, раскрытию взаимосвязей между энергетикой и технологией производственных процессов является характерной особенностью отечественной энергетической научной школы, созданной академиком Г.М. Кржижановским.

Важность оптимизационных технико-экономических расчетов в энергетике особенно велика в связи с широкой взаимозаменяемостью отдельных энергетических установок, видов энергетической продукции и сравнительно высокой капиталоемкостью энергоустановок. Так, для производства электроэнергии могут быть использованы конденсационные электростанции (КЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), гидростанции (ГЭС), атомные электростанции (АЭС) и др. Для производства теплоты используются ТЭЦ, котельные, утилизационные установки. На них могут быть установлены агрегаты различных типов, работающие на разных параметрах пара и использующие различные виды органического топлива, нетрадиционные источники энергии. Большее количество вариантов имеется также и на стадиях транспорта энергии и использования ее у потребителей.

Взаимозаменяемость видов продукции определяется возможностью использования различных энергоносителей в данных установках. Например, использование природного газа или электроэнергии в нагревательных печах, использование парового или электрического привода компрессора и др.

ТЭК является весьма капиталоемким. На развитие топливной промышленности и электроэнергетики расходуется до 40 % суммарных капиталовложений в промышленность.

Существенную роль может иметь энергетический фактор при решении задачи по размещению предприятий в районах страны. Размещение электростанций, особенно крупных гидростанций, нередко оказывает большое влияние на формирование вокруг них промышленных комплексов.

Энергетическое хозяйство промышленности включает:

собственно энергетические установки (ТЭЦ, котельные, компрессорные и кислородные станции, утилизационные и холодильные установки, систему водоснабжения и др.);

энергетические части многочисленных технологических установок;

энергетические части комбинированных энерготехнологических установок, производящих технологическую и энергетическую продукцию.

Характерная особенность энергетического хозяйства промышленности — наличие в ней разнообразных установок, использование не только первичных, но и вторичных энергоресурсов.

К вторичным энергетическим ресурсам относится энергетический потенциал продукции, отходов, побочных и промежуточных продуктов, образующихся в технологических агрегатах (установках), который не используется в самом агрегате, но может быть частично или полностью использован для энергоснабжения других агрегатов.

Анализ обеспеченности энергоресурсами отдельных районов указывает на ее существенную неравномерность [1].

Большинство остальных районов страны не обеспечено в достаточном количестве собственными энергоресурсами. При этом естественно учитывается спрос на энергетическую продукцию.

Спад производства, наблюдаемый в последние годы в европейских районах страны существенно интенсивнее, чем в восточных районах, где сказалось влияние экспорта сырья и продукции первых переделов. По мере подъема производства будет действовать тенденция опережающего роста энергопотребления в европейских районах страны. В итоге ожидается увеличение в суммарном энергопотреблении доли западных и центральных районов.

Диспропорции в географическом размещении потребителей и производителей энергоресурсов вызывают огромные межрегиональные перетоки топлива.

Вывоз нефти будет осуществляться по восточному и западному направлениям. Восточное направление — Восточная Сибирь и Дальний Восток, а западное — Уральский и Северо-Кавказский районы. Причем в восточном направлении поток нефти в перспективе будет уменьшаться, что связано с ожидаемым ростом добычи нефти в этих регионах. В западном направлении ожидается стабильное увеличение потока нефти.

Также основным поставщик природного газа — Западно-Сибирский экономический район. Причем, в рассматриваемый период отсутствует восточное направление, и в перспективе ожидается поставка природного газа из Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Межрегиональные потоки уже формируют в основном перетоки Кузнецкого угля.

Предусматривается разграничение порядка управления энергетикой в центре и на местах. Организационно-экономический механизм управления развитием энергетики в регионе в дальнейшем будет опираться на экономические методы, правовые и нормативные акты государственного регулирования с учетом расширения самостоятельности субъектов федерации.

1.2. ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА СТРАНЫ

В энергетическом хозяйстве страны особенно большое значение имеет электрификация. Это определяется ее особыми свойствами: легкостью превращения в другие виды (тепловую, механическую, световую); возможностью обеспечить необходимые параметры протекания производственных процессов; комплексностью механизации и автоматизации производства; повышением производительности труда. Электроэнергия допускает расщепление на отдельные потоки и передачу на значительные расстояния. Без применения электроэнергии невозможны электрохимические и электрофизические процессы, а также привод станков-автоматов, манипуляторов, роботов и другие производственные процессы.

Электроэнергия обеспечивает высокую интенсивность, скорость и точность производственных процессов, наилучшие условия для управления ими, активно действует на технику производства.

Требуемая установленная мощность электростанций России определяется максимальными электрическими нагрузками потребителей, экспортом мощности за пределы России, потерям мощности в электрических сетях и расчетным резервом мощности.

В настоящее время промышленность остается основным потребителем электроэнергии в народном хозяйстве, хотя ее доля в суммарном полезном электропотреблении в дальнейшем может снижаться за счет опережающего развития электрификации сельского и коммунально-бытового хозяйства и транспорта.

Для характеристики уровня электрификации используется система показателей, выраженных в стоимостной или натуральной формах.

Один из основных показателей — электроемкость продукции, определяемая отношением потребляемой электроэнергии к объему выпускаемой продукции за одинаковый период времени. Динамика показателя указывает на степень опережения темпов роста потребления электроэнергии над темпами роста производства продукции. Несовершенство этого показателя определяется условностью расчета объема продукции в стоимостном выражении.

Важный показатель — электровооруженность труда, которая может быть подсчитана в натуральных единицах по мощности или энергии.

Особое место в системе показателей имеет электротопливный и тепло-электрический коэффициенты. Первый — отражает долю потребления электроэнергии в суммарном расходе энергоресурсов. Второй — характеризует отношение расхода теплоты к расходу электроэнергии.

В качестве обобщающего показателя часто используется показатель электропотребления на душу населения по стране в целом или по крупному региону.

Система показателей электрификации в определенной мере может рассматриваться как инструмент анализа динамики энергетического и экономического использования электроэнергии.

Вопросы для повторения

1. Что представляет собой энергетическое хозяйство страны?
2. Раскройте состав энергетической цепи и внешние связи энергетики.
3. Назовите причины вызывающие особую важность оптимизационных технико-экономических расчетов в энергетике.

Глава 2

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

2.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Энергетическими ресурсами называют выявленные природные запасы различных видов энергии, пригодные для использования в широких масштабах для народного хозяйства. Их следует отличать вообще от природных запасов, которые практически бесконечны — это солнечная и геотермальная энергии, энергия океанов и морей, ветра, но эта энергия в обозримой перспективе в значительных масштабах применяться не будет. Основные виды энергетических ресурсов в современных условиях — уголь, газ, нефть, торф, сланцы, гидроэнергия, атомная энергия.

Энергетические ресурсы используют для получения того или иного вида энергии. Под энергией понимается способность какой-либо системы производить работу или тепло (Макс Планк). Соответственно, получение требуемого количества энергии связано с затратой некоторого количества какого-либо рода энергетического ресурса.

Энергоресурсы, также как и энергия, могут быть первичными и вторичными. Первичные — ресурсы, имеющиеся в природе в начальной форме. Энергия, получаемая при использовании таких ресурсов, является первичной.

Среди первичных — выделяют возобновляемые и невозобновляемые.

Возобновляемые — восстанавливаются постоянно, например, гидроэнергия и энергия ветра, солнца и т.д.

К невозобновляемым — относятся те, запасы которых по мере их добычи необратимо уменьшаются, например уголь, сланцы, нефть, газ, ядерное топливо.

Подразделение на группы, а также перечень отдельных *первичных энергоресурсов*, используемых в настоящее время, приведены ниже:

невозобновляемые:	возобновляемые:
каменный уголь,	излучение солнца,
бурый уголь,	энергия ветра,
торф,	энергия волн,
горючие сланцы,	энергия морских течений,
нефть,	энергия биомассы,
природный газ,	гидроэнергия,

ядерная энергия.

геотермальная энергия,
гравитационная энергия,
энергия морских приливов.

Если исходная форма первичных энергоресурсов в результате превращения или обработки изменяется, то образуются вторичные энергоресурсы и, соответственно, вторичная энергия. Ко вторичным — относятся все первичные энергоресурсы после одного или нескольких превращений. Вторичные энергоресурсы — это большая часть топливных форм (бензин и другие нефтепродукты, электричество и т.д.), которые представлены ниже [3]:

1. Топливные формы:

твердые:	газообразные:	жидкие:
торф (брикеты),	искусственный газ,	мазут,
бурый уголь (обогащенный),	жидкий газ,	дизельное топливо,
кокс.	водород.	горючие масла.

2. Электричество.

3. Тепловая энергия: пар, горячая вода, отходы тепла.

4. Потери на превращение энергии, ее транспорт (передачу) и распределение.

Для соизмерения ресурсов и определения действительной экономичности их расходования принято использовать понятие «условное топливо». Его низшую рабочую теплоту сгорания Q_p принимают равной 29300 ГДж/кг (7000 Гкал/кг). Зная теплоту сгорания и количество натурального топлива, можно определить эквивалентное количество тонн условного топлива, (т у.т.):

$$B_{\text{усл}} = \frac{B_{\text{нат}} \cdot Q_p}{29\,300 \cdot 10^3} \text{ т у.т.}, \quad (2.1)$$

где $B_{\text{нат}}$ — количество натурального топлива, т.

При оценке ресурсов газа в условном топливе в формулу (2.1) $B_{\text{нат}}$ подставляется в тыс. м³, а теплота сгорания натурального топлива принимается в килоджоулях на 1 м³.

При необходимости оценки энергоресурсов в том числе гидроресурсов в кВт · ч — 1 кВт · ч приравнивается к 340 г у. т.

В современных условиях 80—85 % энергии получают, расходуя невозобновляемые энергоресурсы: различные виды угля, горючие сланцы, нефть, природный газ, торф, ядерное горючее.

Преобразование топлива в конечные виды энергии связано с вредными выбросами твердых частиц, газообразных соединений, а также большого количества тепла, воздействующих на окружающую среду.

Возобновляемые энергоресурсы (исключая гидроэнергетические) не нуждаются в транспортировке к месту потребления, но обладают низкой концентрацией энергии, в связи с чем преобразование энергии большинства во-

возобновляемых источников требует больших затрат материальных ресурсов и, следовательно, больших удельных затрат денежных средств (руб/кВт) на каждую установку.

Возобновляемые источники энергии в экологическом отношении обладают наибольшей чистотой.

Из возобновляемых энергоресурсов в настоящее время в основном используются гидроэнергия и в относительно малых количествах энергия солнца, ветра, геотермальная энергия.

Из всех видов потребляемой энергии наибольшее распространение получила электроэнергия.

2.2. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ МИРА

Количественные оценки мировых конкретных видов энергоресурсов, приводимых в разных источниках в значительной мере расходятся, однако порядок цифр и количественные соотношения различных энергоресурсов примерно совпадают. Наиболее достоверной, по-видимому, следует считать информацию, исходящую от МИРЭК* и МИРЭС**. Прогнозируемая коли-

Таблица 2.1а

Первичные невозобновляемые энергоресурсы мира

Вид ресурсов		Достоверно извлекаемые запасы 10^9 т у.т./ / 10^{12} кВт·ч	Потенциально извлекаемые запасы 10^9 т у.т./ / 10^{12} кВт·ч
Природные уран и торий	С использованием реакторов на: тепловых нейтронах	1200/3530	1800/5300
	быстрых нейтронах	325000/955000	590000/1735000
Каменный уголь		3000/8800	11200/32900
Природный газ		500/1500	740/2200
Нефть		400/1200	630/1850

Таблица 2.1б

Возобновляемые энергоресурсы мира

Виды возобновляемых источников	Потенциальные мировые запасы, 10^{12} кВт·ч
Энергия солнца	665000
Энергия океанов	350218
Энергия ветра	17360
Геотермальная энергия (глубина до 3 км)	25
Гидроэнергия	33

* МИРЭК — Мировой энергетический конгресс.

** МИРЭС — Мировой энергетический совет.

чественная оценка потенциальных мировых запасов энергетических ресурсов по данным МИРЭК-ХI приведена в табл. 2.1 [1].

Как можно видеть, при анализе табл. 2.1, потенциальные запасы ископаемых углей в несколько раз выше потенциальных запасов нефти и газа, при этом добыча последних обходится значительно дороже.

Распределение по планете запасов органического топлива крайне неравномерно. Осредненные данные МИРЭС приводятся ниже и в табл. 2.2 [6]:

Распределение запаса углей

Регион	Запасы в % от общих
Территория бывшего СССР	45
Северная Америка	23
Азия (главным образом Китай)	14,5
Европа	5,5

При кажущейся грандиозности запасов энергоресурсов в действительности ограничены невозобновляемые и далеко не полностью пригодны к использованию возобновляемые.

По данным МИРЭС при современном уровне потребления топлива запасы угля хватит на 250 лет, нефти — на 40, природного газа — на 65 лет.

Кроме того, сложными являются задачи транспорта энергии в больших количествах (угля, газа от места добычи до электростанций, электроэнергии от места ее производства до потребителя). Они связаны с большими затратами на собственно транспорт и компенсацию потерь по мере ее транспортировки.

Расширение применения органического топлива (кроме прочих вредных выбросов) приводит к увеличению выброса в атмосферу CO_2 , которого

Таблица 2.2

Потенциальные ресурсы нефти и газа (в процентах от мирового объема)

Регионы	Нефть			Газ		
	A	B	C	A	B	C
Азия и Восточная Европа	24	6	2,5	30,5	10	4
Средний Восток	33	18	4	16	7,5	0,5
Северная Америка	13	5	5	21	8	5,5
Западная Европа	5	1	0,5	13,5	5,5	2
Южная и Центральная Америка	8	4,5	2	5	2,5	1
Африка	13	3,5	2	10	2,5	1
Тихий Океан	4	2	1	4	1,5	0,5

Примечание. A — потенциальные ресурсы; B — достоверные запасы; C — добыча.

уже сегодня вследствие сжигания топлива выбрасывается больше, чем он может быть поглощен в процессе фотосинтеза. Выбросы CO_2 и других парниковых газов, а значит и их абсолютная концентрация будут расти, в результате чего происходит дополнительный нагрев атмосферы. К середине следующего столетия концентрация CO_2 , по сравнению со временем, предшествующим индустриализации, может удвоиться, что вызовет повышение температуры примерно на 5°C .

Ядерные энергоресурсы мира. Ядерное топливо – это материал, содержащий изотопы, ядра которых делятся при взаимодействии с нейтронами или произвольно, выделяя при этом энергию. Способностью делиться обладают изотопы урана и плутония, получаемого искусственно в ходе ядерных реакций из урана и природного тория. Таким образом, первичными топливными ресурсами для ядерной энергетики являются природный уран и торий. Они относятся к категории невозобновляемых энергоресурсов. Реакторы современных АЭС на тепловых нейтронах используют природный уран. Считается, что в континентальной части земной коры в среднем на 1 т породы приходится 10 г урана. Полезно используемая часть природного урана не превышает 1,5 %. В результате общие запасы урана составят по топливному эквиваленту не более $80 \cdot 10^9$ т у. т.

Другое направление использования ядерной энергии заключается в получении (высвобождении) энергии за счет термоядерного синтеза (объединения) легких ядер в более тяжелое ядро, например дейтерия (изотопа водорода) и трития.

Освоение управляемой термоядерной реакции, в принципе, может коренным образом изменить положение в энергетике и решить проблему источника энергии на обозримое будущее. Однако освоение управляемой термоядерной реакции дело далекого будущего.

Возобновляемые источники энергии. Среди возобновляемых источников энергии наибольшим экономическим потенциалом в настоящее время обладают лишь гидроэнергетические ресурсы. Но и они, по оценкам экспертов, составляют не более $9 \cdot 10^{12}$ кВт · ч. Кроме того, в ряде случаев развитие гидроэнергетики встречает значительные затруднения, связанные с изъятием ценных земель и влиянием на окружающую среду, несмотря на то, что гидроэлектростанции имеют ряд существенных преимуществ перед электростанциями других видов (возобновляемость энергии, самая низкая себестоимость, высокая маневренность).

2.3. РАЗВИТИЕ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ ЭНЕРГИИ В МИРЕ

Потребление энергии в мире в условиях научно-технического прогресса растет непрерывно и сравнительно высокими темпами. При этом темп роста потребления энергии имеет тенденцию к повышению:

в 1880—1950 гг. идет со средним темпом роста 2,9 %/год;

в 1950—1970 гг. — достигает 5,2 %/год и примерно такой темп сохранится до 2040—2050 гг.

В настоящее время в качестве основных факторов, определяющих потребление энергии рассматриваются численность населения и производство, характеризующее валовым национальным продуктом.

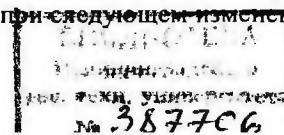
Статистические данные, отражающие рост энергопотребления по годам и связь его с численностью населения показывают, что средние годовые темпы роста потребления энергоресурсов и особенно производства электроэнергии значительно опережают темпы роста численности населения. Так, численность с 1950 по 1981 гг. возросла в 1,9 раза, а потребление энергетических ресурсов — больше, чем в 4,3 раза. По производству и потреблению электроэнергии на душу населения: в 1954 г. при численности населения 2,5 млрд.чел. оно составило 0,385 тыс. кВт · ч/чел, а в 1985 г. при населении 4,9 млрд.чел. — 1,9 тыс. кВт · ч/чел. Ожидается, что к 2000 г. удельное производство электроэнергии достигнет 4,5—5,0 тыс. кВт · ч/чел.

Увеличение мирового производства энергии происходит при понижении удельного веса органического топлива в его структуре с 92 % в 1980 г. до 78 % в 2000 г. Вместе с тем, в абсолютном значении использование органического топлива за тот же период, как ожидается, возрастет с 11,5 до 13,5 млрд. т у.т, т.е. приблизительно на 20 %.

Прогнозы развития в будущем потребностей в первичной энергии достаточно сложны. Это обусловлено, с одной стороны, тем, что развитие определяющих факторов, таких как численность населения и объем национального валового продукта, устанавливаются с трудом. С другой — изменяются, в особенности при длительном рассмотрении, в связи между показателями и потреблением энергии.

Прогнозы мировой конференции по энергии 1989 г. исходили из того, что потребности энергии в мире в будущем значительно возрастут. При среднем росте 1,4 % в год население к 2020 г. увеличится до 7 млрд. чел. Мировая конференция по энергии разработала два сценария: сценарий «М» с умеренным и сценарий «Л» с ограниченным экономическим развитием. Согласно сценарию «М», исходят из среднего темпа роста мирового социального продукта 2,8 % в год и потребностей энергии в мире 1,6 % в год, в то время как по сценарию «Л» ежегодный рост социального продукта составит 1,8 % и потребление энергии 1,25 % в год.

Ожидается, что покрытие потребностей в энергии будет происходить при следующем изменении спроса на энергоресурсы к 2020 г.:



доля угля повысится до 28—30 %;
доля минеральных масел в расходе первичной энергии уменьшится с 33 % до 26—28 %;
доля природного газа понизится с 18,1 до 17,4 %;
доля ядерной энергии в известной мере зависит от ее приемлемости в обществе;
доля атомной энергии определена в 7—8 % (на мировой конференции по энергетике), что означает приблизительно удвоение ее доли по сравнению с 1985 г.;
доля гидроэнергии увеличится в будущем в особенности в странах третьего мира с 5,8 % (1985 г.) до 7,8 %;
доля прочих регенеративных энергоносителей сохранится.

Прогнозы и ведущиеся исследования показывают, что наиболее важным видом энергоресурсов следует считать энергосбережение, которое, по данным экспертов, позволит снизить масштабы потребления в мире уже в 2020 г. не менее, чем на 20—25 %.

Эксперты подчеркивают, что реализация энергосбережения должна идти не за счет снижения употребления энергии, а за счет рационального ее использования.

Внедрение топливосберегающих технологий влечет за собой снижение расхода высококачественных видов топлива во многих энергоемких отраслях промышленности.

Энергия топлива потребляется как при его непосредственном сжигании, так и при различных преобразованиях ее в механическую, электрическую и т.д. Треть добываемого топлива расходуется на производство электроэнергии. При этом КПД использования топлива весьма низок — в среднем на уровне 30 %. Если еще учесть, что приблизительно 15 % произведенной электроэнергии безвозвратно теряется, выходит, что КПД преобразуемого топлива составит всего 25 %.

Наравне с экономией первичной энергии в процессе ее трансформации в электрическую и тепловую, немаловажной задачей остается минимизация конечного энергопотребления, т.е. экономия энергии в промышленности, на транспорте и в бытовом секторе.

Эти вопросы актуальны для всех стран мира, поскольку главные цели и задачи энергосбережения — это, в конечном счете, экономия топлива, снижение его расходования.

2.4. НЕОБХОДИМОСТЬ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СТРУКТУРЫ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Прогнозируемая на ближайшую перспективу структура потребления предполагает, что общие потребности в энергии будут в значительной мере (на 90 %) удовлетворяться за счет ресурсов традиционной энергетики. В более дальней перспективе появится энергия, получаемая в результате термо-

ядерного синтеза, т.е. в принципе, энергии может хватить на долгие годы. Вместе с тем, существует другая опасность — рост производства энергии. Эта опасность связана с большими потерями энергии при ее производстве.

Технологические процессы преобразования всех применяемых в настоящее время видов органического топлива в потребляемую энергию позволяют полезно использовать 1/3 от подводимой, а 2/3 рассеиваются в окружающей среде в виде тепла. Это тепло — добавочная энергия к солнечной энергии, падающей на Землю, т.е., с возрастанием производства и потребления энергии идет процесс все возрастающего дополнительного подогрева поверхности Земли. Со временем это возрастание добавочной энергии может вызвать непредсказуемые изменения процессов, происходящих на Земле, пагубных для всего живого.

Кроме того, органическое топливо, запасы которого не беспредельны, являются первичным сырьем для ряда отраслей промышленности и при его исчерпании нужно будет искать ему замену. Использование в качестве альтернативы органическому топливу атомной энергии влечет за собой еще более сильное тепловое загрязнение, чем при сжигании топлива. Также, немаловажным обстоятельством являются трудности удовлетворения требований, предъявляемых к размещению атомных энергетических установок — вблизи мощных водных источников и в некотором удалении (30—40 км) от крупных населенных пунктов.

Ожидаемые последствия существующего преобразования энергии заставляют искать и применять как новые источники энергии, свободные от недостатков, присущих топливным и атомным ресурсам, так и искать технологии, позволяющие использовать топливные и прочие энергоресурсы при значительно меньших потерях, исключая дополнительный нагрев Земли.

Всёобщее стремление перейти в этих условиях к потреблению энергии, которая дополнительно не нагревала бы планету, вполне оправдано. К таким видам энергии относятся все возобновляемые источники энергии (кроме термоядерной), т.е. гидроэнергия, ветровая, океаническая (термальная, приливная и волновая), геотермальная (за счет естественных выходов) и солнечная (если при ее использовании она изымается из потока падающей на Землю солнечной радиации).

Обладая запасами, многократно превышающими все перспективные потребности человечества, возобновляемые источники теоретически способны удовлетворить все потребности в энергии и все требования, предъявляемые к энергетике будущего. В этом случае непереносимое условие — равномерное распределение их по планете. Невыполнение этого условия приведет к нарушению сложившихся веками климатических условий, особенно густонаселенных регионов. Вместе с тем, нетрадиционные возобновляемые источники энергии пока что имеют сравнительно высокие удельные затраты на 1 кВт установленной мощности. Важно также и то об-

стоятельство, что все эти источники непостоянны во времени. Их отдача является функцией многих случайных факторов, в основном метеорологического характера. Это влечет за собой необходимость резервирования вырабатываемой ими энергии другими источниками и (или) аккумуляирования энергии.

Одно из перспективных направлений использования органических ресурсов для получения энергии — непосредственное преобразование энергии энергоносителя в электроэнергию в электрохимических установках.

Устройства для прямого преобразования химической энергии заключенных в них реагентов в электрическую называют первичными гальваническими элементами. Реагенты (окислитель и восстановитель) входят непосредственно в состав гальванического элемента и расходуются в процессе его работы. После расхода реагентов элемент не может больше работать — это источник тока одноразового действия. Если окислитель и восстановитель хранятся вне элемента и в процессе работы подаются к электродам, которые не расходуются, то элемент может работать длительное время. Такие элементы называют топливными.

В топливных элементах химическая энергия восстановителя (топлива) и окислителя, непрерывно и раздельно подаваемых к электродам, непосредственно превращается в электрическую. Топливные элементы разделяют на низкотемпературные (работающие при температурах 25—100 °С) и высокотемпературные (работающие при температурах 500 °С и выше). В низкотемпературных используют жидкие и газообразные восстановители (водород, дидразин), а в качестве окислителя кислород и перексид водорода. Природные виды топлива (нефть, природный газ, уголь) могут окисляться только в высокотемпературных топливных элементах. Обычно, для получения электрохимически активных веществ, их предварительно обрабатывают. Например, природный газ обрабатывают водяным паром в присутствии катализаторов (паровая конверсия). В результате конверсии метана получают газы, содержащие водород, который затем направляется в топливный элемент.

В таком элементе происходит превращение химической энергии реакции окисления водорода $H_2 + \frac{1}{2} O_2 = H_2O$ в электрическую. Напряжение топливного элемента может достигать 1,5—2 В. Удельная энергия всех установок составляет до 0,8 кВт · ч/кг [2].

Чтобы увеличить напряжение и ток (мощность) элементы объединяют в батареи. Для обеспечения непрерывной работы батареи топливных элементов необходимы устройства, подводящие реагенты, отвода продуктов реакции и теплоты и др.

Установка, состоящая из батарей топливных элементов, систем хранения, обработки и подвода топлива и окислителя, отвода из элементов продуктов реакции, поддержания и регулирования температуры в элементах, а также преобразования тока и напряжения, получила название электрохи-

мической установки. Уже созданы электрохимические установки мощностью от десятков ватт до нескольких тысяч киловатт. Электрохимические установки имеют значительные преимущества по сравнению с тепловыми машинами:

- обеспечивают прямое преобразование химической энергии в электрическую; имеют значительно более высокий КПД (60—70 %);
- меньше загрязняют окружающую среду.

В наибольшей мере разработаны кислородно-водородные энергоустановки, которые уже применяются на космических кораблях. Они обеспечивают космический корабль и космонавтов не только энергией, но и водой, являющейся продуктом реакции в топливном элементе. Построены первые электрохимические электростанции мощностью до 5 МВт, работающие на природном топливе и используемые в настоящее время для выравнивания графика нагрузки в электросетях. Для крупномасштабного применения электрохимических энергоустановок необходимо снижение их стоимости и увеличение срока службы. В перспективе несомненно широкое использование, но это также энергия будущего.

Таким образом, названные традиционные возобновляемые и невозобновляемые источники энергии при использовании существующих достижений науки и техники в перспективе не могут удовлетворить мировые потребности в энергии в связи с чем необходимы новые ее формы при дальнейшем внедрении энергосберегающих технологий, способствующих снижению потребности в энергии и сохранению состояния окружающей среды.

2.5. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ РОССИИ

Российская Федерация — ведущая энергетическая держава мира, являющаяся одной из немногих стран способной полностью обеспечить свои внутренние потребности и необходимый экспорт как в настоящее время, так и на обозримую перспективу. На территории России, составляющей приблизительно 10 % территории Земли сосредоточено около 13 % мировых разведанных запасов нефти, 35 % запасов природного газа и 12 % разведанных запасов угля (третье место в мире после США и Китая), а также около 14 % запасов урана. Кроме того, экономический потенциал нетрадиционных источников энергии и местных запасов органического топлива (без торфа) оценивается более чем в 1 млрд. т у.т.

В настоящее время на долю России приходится приблизительно седьмая часть производства первичных ресурсов в мире. От разумного распоряжения этим природным богатством зависит не только настоящее, но, главным образом, будущее страны.

К сожалению, в силу особенностей геологического строения и степени изученности недр России, сырьевые ресурсы для производства топлива и энергии размещены по территории страны крайне неравномерно. Так, 80 %

разведанных запасов нефти и газа и около половины запасов угля расположены в Западной Сибири. Другие регионы страны характеризуются меньшей концентрацией запасов топливно-энергетических ресурсов. Данное обстоятельство предопределяет необходимость транспортировки большого количества топлива и энергии из Сибири в европейскую часть страны.

Наименее изученные и освоенные в геолого-промышленном отношении — территории Тимано-Печорской провинции, Восточной Сибири и континентального шельфа северных морей. Это обстоятельство создает благоприятные предпосылки для постановки в этих регионах поисково-разведочных работ на углеводородное сырье.

Распределение разведанных запасов нефти, угля и газа по основным регионам страны приведено в табл. 2.3. Приведем краткую характеристику запасов отдельных видов энергоносителей.

Нефть. Россия по разведанным запасам нефти занимает второе место в мире, а по добыче — третье. В настоящее время в России открыто более 1800 нефтяных и газонефтяных месторождений с промышленными запасами, из них 10 месторождений расположены на шельфах морей.

Распределение запасов нефти по регионам России крайне неравномерно (см. табл. 2.3). Основные запасы нефти промышленных категорий сосредоточены в западно-сибирском регионе — 72,3 %. На европейскую часть страны приходится 21,0 % общих запасов нефти.

Месторождения нефти по количеству содержания в них балансовых извлекаемых запасов нефти делятся на четыре группы: уникальные, крупные, средние и мелкие. На долю уникальных и крупных месторождений приходится порядка 75 % от общих запасов. На долю мелких месторождений (менее 10 млн. т) — около 12 %.

Таблица 2.3

Распределение разведанных запасов ТЭР по регионам, %

Регионы	Нефть	Природный газ	Уголь
Север Европейской части	7,3	1,3	4,1
Центральный район	—	—	1,9
Северный Кавказ	1,0	0,7	3,3
Поволжье	5,3	5,8	—
Урал	7,4	2,8	1,0
Западная Сибирь	72,3	79,9	46,5
Восточная Сибирь	4,3	2,0	33,4
Дальний Восток	1,4	2,2	9,8
Всего по России	100	100	100

Уникальные месторождения — Самотлорское, Приобское, Красноленинское, Ватганское в Тюменской области, Юрубчено-Тохомское в Иркутской области и ряд других.

Характерная особенность современного состояния сырьевой базы нефтяной промышленности России — ухудшение природно-географических условий размещения запасов, сокращение размеров открываемых месторождений, усложнение горногеологических условий залегания продуктивных пластов и рост заводненных объектов.

Кроме того, в структуре запасов России резко возросла доля низкопродуктивных запасов при адекватном уменьшении высокопродуктивных. Так, за 1981—1992 гг. величина трудноизвлекаемых запасов увеличилась в 1,6 раза, в то время как активные запасы несколько сократились. Поэтому для стабилизации добычи нефти в перспективе необходимо более активно вести разработку трудноизвлекаемых запасов с использованием прогрессивных методов добычи нефти. Нефть России по своим физико-химическим параметрам в большей части месторождений — высококачественная (характерно преобладание нефти с плотностью до 0,87 г/куб.см).

Запасы бессернистой и малосернистой нефти составляют около 30 %, в то время как запасы высокосернистой — около 10 %.

Дальнейшие перспективы развития нефтедобывающей промышленности определяются не только текущими промышленными запасами, но и качественной характеристикой тех запасов, которые будут использоваться в ближайшее время за счет предварительно оцененных запасов. В общем объеме неразведанных ресурсов большая часть приходится на Западную Сибирь — 50 %, на шельфы морей — 16 %, порядка 13 % неразведанных ресурсов сосредоточено в Восточной Сибири и Якутии.

Имеющиеся оценки позволяют считать, что объем неразведанных ресурсов нефти России превосходит неразведанные ресурсы в любом отдельно взятом государстве мира, что создает благоприятные предпосылки для устойчивого развития нефтедобычи в обозримой перспективе.

В настоящее время нефтяная промышленность России, как и вся экономика страны, переживает серьезный кризис. Сокращаются объемы прироста промышленных запасов нефти, снижается качество и темпы ввода новых месторождений.

Ухудшение структуры запасов привело к снижению среднего дебета новых скважин. Объем добычи нефти ежегодно снижается. Добыча нефти с газовым конденсатом по Российской Федерации сократилась с 516 млн. т в 1990 г. до 307 млн. т в 1995 г., т.е. на 209 млн. т или более чем на 40 %. В 1996 г. прогнозируется стабилизация добычи нефти на уровне 300 млн. т, и в перспективе до 2005 г. возможен ее незначительный прирост до 315—320 млн. т.

Объемы переработки нефти, как правило, зависят от ожидаемых объемов добычи и экспорта нефти, а также уровня внутреннего спроса на неф-

тепродукты. В 1995 г. на нефтеперерабатывающих заводах России было переработано 181,8 млн. т нефтяного сырья (98 % к уровню 1994 г.).

Нефтеперерабатывающая промышленность России — это 28 предприятий общей мощностью более 340 млн. т в год, со средней степенью загрузки производственных мощностей около 58 %. Основные мощности российских предприятий нефтепереработки располагаются на Урале — 24 %, в Поволжье — 17 % и в Центральном районе Европейской части России — 15 %.

Глубины переработки нефти в целом по отрасли составляет 63 % (1995 г.), тогда как мировой уровень переработки — 85—90 %. Как следствие этого, на заводах вырабатывается недостаточный объем моторных топлив, в то же время производство топочного мазута составляет 37 % от объема переработки нефти.

Показатели качества топочных мазутов значительно разнятся и зависят от марок мазутов, выработанных на различных заводах.

По количеству содержания серы мазут разделяют на малосернистый ($S < 0,5$ %), сернистый ($S = 0,5—2$ %) и высокосернистый ($S > 2$ %). В перспективе доля сжигаемого жидкого топлива на электростанциях будет постепенно сокращаться.

В 1995 г. на нефтеперерабатывающих заводах России было выработано 65,1 млн. т мазута.

Газ. Положение с сырьевой базой газовой промышленности значительно более оптимистично, чем в нефтяной промышленности. Россия обладает самой мощной сырьевой базой в мире для добычи газа.

К настоящему времени в России открыто свыше 750 газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений. Из 600 трлн. куб.м потенциальных ресурсов газа в мире на Россию приходится 212 трлн. куб. м (35 % от мировых).

Более 75 % всех запасов газа в России сосредоточено в 21 месторождении с единичными запасами не менее 500 млрд. куб. м, на которые приходится около 90 % текущего объема добычи.

Текущие разведанные запасы газа составляют 49,2 трлн. куб.м (или 20 % мировых), из которых около половины сосредоточены в разрабатываемых месторождениях, около 30 % — в подготовленных к разработке, 20 % — в разведываемых и менее 1 % законсервированы по технико-экономическим соображениям.

На территории страны запасы газа распределены неравномерно (см. табл. 2.3), основная их доля (79,9 %) находится в Западной Сибири. В этом регионе добывается 87 % российского газа.

Большая часть газа на внутрисубъектные нужды поступает из Надым-Пур-Тазовского района Западной Сибири, где открыты такие известные месторождения как Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское, Медвежье, Заполярное, Харасавейское и другие.

Не все из известных уникальных месторождений в настоящее время находятся в эксплуатации. Некоторые из самых крупных, такие как Бованенковское и Харасавейское, расположены в мало освоенных районах полуострова Ямал, добычу на которых предполагается начать после 2000 г.

Другие, как например, Штокмановское, находятся в прибрежной зоне Баренцева моря, или на шельфе острова Сахалин (Лунское и Пильтун-Астохское месторождения), т.е. в сложных для освоения районах.

Помимо хорошо известных уникальных месторождений, в Сибири создана ресурсная база, насчитывающая десятки сравнительно небольших месторождений, запасы которых колеблются от 300 до 1000 млн. куб.м (в любой другой стране отдельное месторождение такого размера считалось бы крупным).

Степень выработанности запасов газа не столь высока как запасов нефти и составляет для разведанных запасов 14 %, а для запасов, введенных в разработку, — 29 %.

Для стабильного снабжения потребителей газом существует федеральный резерв месторождений. В первую очередь его образуют запасы крупнейших подготовленных к эксплуатации газовых месторождений на севере Тюменской области, включая полуостров Ямал (Бованенковское, Крузенштерновское, Харасавейское и другие).

Второй крупный резервный объект образуют месторождения Восточной Сибири и Республики Саха (Юрубчено-Тохомское, Собинское, Ковытинское, Средне-Ботуобинское, Тас-Юряхское и другие). Каждое из уникальных месторождений имеет запасы газа более 100 млрд. куб.м и может стать базовым центром газохимического производства.

Третий крупный перспективный объект освоения — Штокмановское месторождение в Баренцевом море, содержащее 2,8 трлн. куб. м разведанных запасов газа. Наиболее изучены и близки к освоению на условиях соглашений о разделе продукции месторождения на шельфе острова Сахалина (Лунское, Пильтун-Астохское и другие) и имеющие общие запасы газа порядка 825 млрд. куб. м.

Необходимо отметить благоприятный с точки зрения экологии химический состав основного объема российских запасов газа, не содержащего, в основном, токсичных примесей. В общем объеме запасов преобладают бессернистые метановые (57,8 %) или этанолосодержащие газы (33,4 %). Доля сероводородосодержащих газов составляет около 9 %, запасы которых сосредоточены в Оренбургском и Астраханском месторождениях.

Кризисные явления в экономике России отразились и на работе газовой промышленности, наиболее мощной отрасли ТЭК, стабильно обеспечивающей газоснабжение потребителей России, стран ближнего и дальнего зарубежья.

Так, после уровня добычи газа в России 643 млрд. куб.м в 1991 г., в последующий период начался спад производства. В 1995 г. объем добычи газа по России составил 595,4 млрд. куб.м или на 7,4 % меньше, чем в 1991 г. Наибольшее снижение потребления газа в 1995 г. по сравнению с 1991 г. произошло на электростанциях, что было вызвано снижением спроса на электроэнергию со стороны промышленности.

Прогноз развития газовой промышленности на перспективу предусматривает повышение доли газа в топливно-энергетическом балансе России за счет сокращения доли нефти и угля, ускоренные темпы газификации жилого фонда, увеличение объема поставок природного газа на экспорт в дальнее и ближнее зарубежье. Исходя из возможных темпов развития экономики страны добыча газа в России в 2005 г. ожидается на уровне 720—805 млрд. куб.м.

Уголь — один из наиболее распространенных энергоносителей. Запасы угля выявлены на всех континентах земного шара. Огромная величина мировых (11—12 трлн. т у.т.) и российских (4,5 трлн. т натурального топлива) запасов углей позволяет утверждать, что и в отдаленной перспективе уголь сохранит свою весомую роль в топливно-энергетическом балансе.

В 1995 г. в топливно-энергетическом балансе России доля угля составила 12 %, а в балансе котельно-печного топлива — 18,8 %.

Различают три основные природные разновидности ископаемых запасов угля: бурый, каменный и антрациты. Основное направление промышленного использования — энергетическое (около 75—80 % добываемых в России) и технологическое — получение металлургического кокса, в более ограниченном объеме уголь поступает на полукоксование и газификацию, а также для производства разнообразных химических продуктов.

В Российской Федерации к настоящему времени разведано 22 угольных бассейна и 105 отдельных месторождений. Из 4500 млрд. т ресурсов угля балансовые запасы категорий А + В + C₁ + C₂ составляют только 202 млрд. т или 4,5 %, что свидетельствует о значительных возможностях расширения сырьевой базы угольной промышленности.

Распределение запасов угля, по регионам страны отражено в табл. 2.3. Как видно из таблицы, основные запасы (80 %) расположены в Западной Сибири (Кузнецкий каменноугольный и Канско-Ачинский буроугольный бассейны) и Восточной Сибири (Иркутский, Тунгусский и Ленский бассейны, месторождения Забайкалья и др.).

Крайне слабо разведаны обширные угленосные площади Дальневосточного региона, где имеются хорошие перспективы для выявления новых месторождений с благоприятными горно-геологическими условиями эксплуатации, в том числе для отработки наиболее эффективным открытым способом.

В европейской части страны перспективы выявления новых месторождений угля весьма незначительны.

В разведанных запасах бурый уголь составляет несколько большую долю — 102,9 млрд. т (51 %), остальные 98,9 млрд. т (49 %) — каменный уголь и антрациты. Из каменного угля необходимо выделить запасы коксующегося (20,5 %), пригодного для технологического использования и, в первую очередь, для получения доменного кокса.

Угольная отрасль промышленными запасами обеспечена на 60—65 лет. Важный качественный показатель угольного топлива — влажность и зольность. Повышенные содержания минеральных примесей (зольности) и влаги отрицательно сказываются на теплотехнических свойствах угля, а также приводят к увеличению (как балласт) стоимости их транспортировки. Теплота сгорания угля в пересчете на рабочее топливо составляет в МДж/кг: 6,1—18,8 для бурого угля, 22,0—22,5 для каменного угля и 20—26 для антрацитов.

В последнее время большое внимание уделяется изучению содержаний в золе и органической массе угля токсичных и потенциально токсичных элементов (сера, ртуть, мышьяк, фтор, щелочи и др.), оказывающих негативное влияние на окружающую среду при сжигании их в больших количествах. Предельные величины качественных показателей угля для всех направлений энергетического и технологического использования лимитируются государственными стандартами.

Промышленному использованию угля предшествуют процессы его подготовки — сортировка, обогащение с целью повышения в нем содержания органики, подсушка для удаления избыточной влаги, а также брикетирование или окучкование.

Ископаемый уголь залегает в виде пластов, пластообразных и линзовидных залежей. Размеры площадей непрерывного распространения угольных пластов и залежей колеблются от нескольких единиц до десятков тысяч квадратных километров, а мощность (толщина) пластов и залежей — от сантиметров до 200 м.

Разработка угольных пластов ведется как подземным (шахты), так и открытым способом. Прогнозируется, что удельный вес добычи угля на разрезах вырастет с 56 % в 1995 г. до 65 % в 2005 г.

В настоящее время угольная промышленность находится на стадии глубокой реструктуризации, направленной на повышение ее эффективности и конкурентоспособности угольного топлива.

Добыча угля в 1995 г. составила 262 млн. т и предполагается дальнейшее увеличение добычи с доведением ее к 2005 г. до 300—320 млн. т.

Торф. Россия была первой страной, которая стала широко использовать торф на топливные нужды. Один из основных принципов первого плана электрификации страны — максимальное применение местных видов топлива, в частности — торфа. Это обеспечивало получение энергии с наименьшими затратами на добычу и транспортировку топлива. В 40-е годы топливная промышленность сыграла важную роль в топливном снабжении

Москвы, Ленинграда и ряда промышленных узлов Центрального и Верхнего Поволжья, Урала. С конца 50-х – начала 60-х годов доля торфа в топливно-энергетическом балансе стала снижаться, что привело к постепенной переориентации торфяной промышленности на добычу торфа преимущественно для сельского хозяйства. В 1991 г. было поставлено топливного торфа на энергетические нужды только 2,75 млн. т, а в 1995 г. — 2,0 млн. т.

Сложности, возникшие в последнее время с обеспечением топливом электростанций, промышленных котельных, коммунально-бытовых организаций и населения приводят к тому, что появилась необходимость вновь вовлечь в энергобаланс России местные виды топлива и, прежде всего, торфа. Основа тому — следующие факторы:

во-первых, запасы торфа, которые в России исчисляются в 186 млрд. т (условной 40 % влажности) и составляют около половины мировых. Они рассредоточены почти по всей территории России, в том числе запасы торфа на разрабатываемых, осваиваемых и резервных месторождениях составляют около 8 млрд. т (в 54 областях страны). Поэтому значение торфа как местного топлива трудно переоценить;

Выявлено и разведано около 64 тыс. месторождений. Наиболее перспективные — Череповецкое, Вожозерское (Вологодская область), Тихвинское, Хвойное (Ленинградская область), Полистовско-Ловатское (Псковская область), Б. Каменское (Пермская область), Серовское, Тавдинское (Свердловская область), Васюганское (Томская область) и целый ряд других.

во-вторых, возобновляемость запасов, прирост которых порядка 600 млн. куб.м — 100 млн. т в год идет опережающими темпами, даже в условиях активного процесса его добычи;

в-третьих, экологическая чистота всех видов добычи торфяного топлива обусловлена природными качествами торфа и, прежде всего, отсутствием, либо крайне малым содержанием сернистых соединений и окислов тяжелых металлов.

К недостаткам торфа как топлива следует отнести его относительно низкую теплоту сгорания, сезонность добычи, высокую самовозгораемость и необходимость иметь крупные складские помещения.

В 1995 г. было добыто 4,34 млн. т топливного торфа. В перспективе по оценкам специалистов АО «Ростпром» добыча топливного торфа возрастет к 2000 г. до 11,0 млн. т и к 2005 г. — до 15,0 млн. т.

Ядерная энергетика. В настоящее время в Российской Федерации на девяти АЭС эксплуатируются 20 энергоблоков общей установленной мощностью 21,2 гВт, главным образом с корпусными (ВВЭР 440 и 1000 МВт) и канальными кипящими (РБМК 100 МВт) реакторами. В 1995 г. они вырабатывали 11,5 % общего количества электроэнергии в стране.

В период до 2000 г. энергетическая стратегия ставит главной задачей техническое перевооружение и модернизацию АЭС (при изменении отношения общественности к атомной энергетике целесообразно завершение строитель-

ства законсервированных энергоблоков высокой степени готовности — на Ростовской, Курской, Калининской АЭС и Нововоронежской АСТ).

В последующее десятилетие должен решаться вопрос о темпах вывода из эксплуатации действующих АЭС (долгосрочный или плановый вывод) и, в зависимости от успешности освоения реакторов нового поколения повышенной безопасности, о темпах ввода новых мощностей АЭС в удаленных северных и восточных районах, в том числе, возможно и подземных на базе судовых реакторов (к энергоблокам нового поколения относятся: НП-500, НП-1000 и БН-800).

В ядерной энергетике в качестве топлива используется природный уран. Для получения 1 кг ядерного топлива, с обогащением 4 %, при концентрации урана в отвале разделительного производства 0,2 % требуется 8 кг природного урана.

В настоящее время Россия обладает самыми большими в мире запасами обогащенного урана в форме окислов урана, низкообогащенного и высокообогащенного. По оценкам западных экспертов российские запасы обогащенного урана достаточны для потребления действующими реакторами на протяжении около 90 лет без дополнительной добычи, при ежегодном расходе порядка 4200 метрических тонн металлического урана.

Точные цифры запасов природного урана и месторасположение месторождений в бывшем СССР никогда не публиковались. Поэтому данные Международного энергетического агентства, учрежденного в рамках организации Экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), обзора за 1995 г. приведем ниже:

Запасы урана в России	
млн. фунтов эквивалента природного H_2O_8	980
Возможная добыча, т	167 600
Перспективные ресурсы, т	15 600

Производство и потребление урана в России является закрытой информацией, хотя на Западе подобная информация периодически публикуется. Однако даже из приведенных цифр ясно, что природные запасы урана могут явиться серьезным ограничителем кратного развития ядерной энергетики.

В полной мере потенциал ядерной энергетики может быть реализован лишь реакторами — размножителями, имеющими коэффициент воспроизводства ядерного топлива больше единицы, способными переработать и сжечь основную массу урана—238 или же тория—232.

При коэффициенте воспроизводства больше единицы энергетический выход от 1 кг урана увеличивается более чем в 100 раз. При этом ресурсы урана в относительно богатых рудах по количеству потенциальной энергии превышают суммарные ресурсы нефти, газа и угля и достаточны для обеспечения устойчивой работы реакторов на многие столетия.

Гидроэнергетические ресурсы. Экономически целесообразный гидроэнергетический потенциал России оставляет порядка 852 млрд. кВт·ч. Освоенный потенциал на действующих и строящихся ГЭС составляет 200 млрд. кВт·ч или 23,4 % (в том числе только на действующих ГЭС — 17,7 %).

Установленная мощность ГЭС России составляет 43,8 млн. кВт, удельный вес ГЭС по установленной мощности — 20,3 %. Выработка электроэнергии на ГЭС в 1995 г. составила 177 млрд. кВт·ч или 20,6 %.

Гидроэнергетика, основанная на использовании возобновляемых энергетических ресурсов, сберегает народному хозяйству значительное количество органического отлива. В 1994 г. благодаря выработке электроэнергии на ГЭС было сэкономлено около 50 млн. т у.т.

Однако роль ГЭС существенна не только для пополнения энергетического баланса России в целом и ее отдельных регионов, а преимущественно как специфического энергоносителя для покрытия неравномерной части графиков электрической нагрузки, регулирования частоты и напряжения электрического тока, т.е. для повышения качества электроснабжения потребителей.

Программа долгосрочного развития большой гидроэнергетики формируется из наиболее эффективных объектов регионального и межрегионального значения, прежде всего в энерго- и топливодефицитных районах.

Первоочередная и экономически чрезвычайно важная задача ближайших лет — завершение начатого строительства гидроэнергетических объектов в разных регионах страны — на Кольском полуострове, Северном Кавказе, в Сибири и на Дальнем Востоке.

В целом по России только на семи начатых стройках при условии своевременного завершения работ можно было бы получить суммарный прирост выработки до 10 млрд. кВт·ч на уровне 2000 г. с увеличением его до 25—28 млрд. кВт·ч в последующие годы.

В целом по России в период до 2010 г. в отдельных регионах страны могут быть введены мощности, приведенные в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Распределение по регионам вводимых мощностей ГЭС		
Регионы	Установленная мощность, млн. кВт·ч	Годовая выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч
ГЭС, всего по России, в том числе:	24,8	102,7
Сибирь	10,9	53
Дальний Восток	9	36,2
Европейская часть в том числе:	4,9	13,5
Северный Кавказ	4,5	12,3

При благоприятных условиях развития экономики страны и с учетом реального спроса на электроэнергию в перспективе можно прогнозировать выработку электроэнергии на ГЭС в следующих объемах: в 2000 г. — 170—190 млрд. кВт·ч, в 2005 г. — 173—180 млрд. кВт·ч, в 2010 г. — 182—220 млрд. кВт·ч.

Нетрадиционные возобновляемые источники энергии — установки и устройства, использующие энергию ветра, солнца, биомасс, геотермальную энергию, а также тепловые насосы, использующие низкопотенциальное тепло, содержащееся в приземных слоях воздуха, воды, верхних слоях Земли и промышленных выбросах.

Распределение и оценка потенциалов по видам возобновляемых источников энергии приведены в табл. 2.5.

Различают три понятия потенциала нетрадиционных возобновляемых источников энергии: валовый, технический и экономический.

Валовый (теоретический) потенциал НВИЭ — это суммарная энергия, заключенная в данном виде ресурса.

Технический потенциал — это величина энергии, получаемая из данного вида энергоресурсов при существующем уровне развития науки и техники. Технический потенциал будет постоянно увеличиваться по мере совершенствования технологий.

Экономический потенциал — это величина энергии, получение которой из данного вида ресурса экономически целесообразно.

В настоящее время в России уже функционирует ряд электроустановок нетрадиционной энергетики: Паужетская Гео ТЭС (мощностью 11 МВт), Кислогубская приливная станция (400 кВт), до 1500 ветроустановок (мощностью от 0,1 до 16 кВт), фотоэлектрические установки (общей мощностью до 100 кВт).

Таблица 2.5

Ресурсы нетрадиционных возобновляемых источников энергии
Россия, млн. т у.т. и год [3]

Ресурсы	Валовый потенциал	Технический потенциал	Экономический потенциал
Малая гидроэнергетика	360	125	65
Геотермальная энергия	*	*	115
Энергия биомассы	$10 \cdot 10^3$	53	35
Энергия ветра	$26 \cdot 10^3$	2300	10
Солнечная энергия	$2,3 \cdot 10^6$	2300	12,5
Низкопотенциальное тепло	525	105	31,5
Всего по НВИЭ	$\sim 2,3 \cdot 10^6$	4583	269

* По приближенной оценке природные ресурсы для использования геотермальной энергии в верхней толще земли глубиной до 3 км составляют приблизительно 20 трлн. т у.т.

В нетрадиционной электроэнергетике действует:

около 3000 тепловых насосов единичной мощностью от 10 кВт до 8 МВт; установки солнечного теплоснабжения общей площадью солнечных коллекторов до 100 тыс. кв. м;

около 20 биоэнергетических установок по переработке отходов животноводства в биогаз;

геотермальное теплоснабжение в Дагестане, Ставропольском и Краснодарском краях в объеме 3 млн. Гкал в год;

четыре станции по переработке городских сточных вод с выработкой биогаза;

несколько мусоросжигающих заводов, вырабатывающих около тыс. Гкал в год.

Нетрадиционная энергетика в России может эффективно использоваться для энергоснабжения потребителей, прежде всего в районах, не охваченных централизованным энергоснабжением. К этим зонам относятся обширные территории России, в которых проживает около 20 млн. чел., а также отдаленные районы Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока и сельские районы в центральной части страны (Архангельская, Вологодская, Кировская, Ярославская и некоторые другие области).

Кроме того, важное значение нетрадиционная энергетика может иметь как фактор, снижающий негативное воздействие объектов большой энергетики на окружающую среду. Значительно уменьшить загрязнение атмосферы, почв и водной среды можно в результате перехода от сжигания низкосортного угольного топлива в мелких котельных к использованию нетрадиционных возобновляемых источников энергии. По предварительным оценкам объем замещения органического топлива может составить 9 и 25 млн. т у.т. в год соответственно в 2000 и 2010 гг.

Геотермальная энергетика. Запасы геотермальной энергии представляют собой запасы термальных вод и пароводяной смеси (ПВС), которые могут быть использованы для отопления и сооружения геотермальных электростанций.

В настоящее время в стране разведано 56 месторождений и участков термальных вод и девять ПВС, по которым подсчитаны запасы в количестве 300 тыс. куб. м в сутки термальной воды и 112 тыс. т в сутки ПВС.

Запасы пароводяной смеси, сосредоточенные в основном в Курильско-Камчатской зоне, могут обеспечить работу ГеоТЭС мощностью до 1000 МВт. Ряд перспективных месторождений имеется также в Западной Сибири и на Дальнем Востоке.

Энергия биомассы. Биомасса — это отходы животноводства, сельскохозяйственного, целлюлозно-бумажного, лесозаготовительного производства и осадки городских сточных вод.

Биомасса в качестве источника энергии имеет то преимущество, что ее использование заметно улучшает экологическую обстановку в регионе, кроме того при ее сжигании выделяется менее 0,1 % серы и всего от 3 до 5 % золы.

Экономический потенциал биомассы в России ориентировочно оценивается в 35 млн. т у.т. в год.

Энергия ветра. Один из основных факторов, определяющих потенциал энергии ветра, — его среднегодовая скорость. Положительный экономический эффект от работы ветроэнергостановок следует ожидать при скорости ветра более 5 м/с и количестве часов использования установленной мощности 2000 ч и более. Такая обстановка наиболее характерна для побережья наших северных и восточных морей.

Экономический потенциал ветроэнергостановок уже в настоящее время оценивается приблизительно в 10 млн. т у.т. в год.

Солнечная энергия. В качестве критерия оценки солнечного потенциала используется средняя месячная сумма солнечной радиации и плотность солнечного излучения на 1 кв.м площади.

В России имеются обширные территории, в которых максимальная плотность потока солнечного излучения превышает 1 кВт на 1 кв.м площади (юг европейской части страны, Калмыкия, Тува, Бурятия, Приморский край). Такие регионы наиболее благоприятны для строительства фотоэлектрических станций, на которых с учетом КПД около 12 % удельная выработка электроэнергии достигает 200 кВт·ч в год на 1 кв. м поверхности солнечной батареи.

Технический потенциал преобразования солнечной энергии достаточно велик, однако экономически оправданный потенциал оценивается приблизительно в 12,5 млн. т у.т. в год.

Низкопотенциальное тепло. Использование низкопотенциального тепла станций аэрации, незамерзающих источников, грунта, систем оборотного водоснабжения осуществляется с помощью тепловых насосов.

Целесообразными областями применения тепловых насосов являются районы с повышенными требованиями к охране окружающей среды (санаторно-курортные зоны), а также для тепло-холодоснабжения общественных зданий (школы, магазины, плавательные бассейны и т.д.), промышленных предприятий и на молочно-товарных фермах для охлаждения молока с одновременным подогревом технологической воды.

Экономический потенциал данного вида нетрадиционного источника энергии оценивается приблизительно в 35 млн. т у.т. в год.

2.6. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС РОССИИ И ЕГО РОЛЬ В ЭКОНОМИКЕ СТРАНЫ

Топливо-энергетический комплекс России (ТЭК) — один из межотраслевых народнохозяйственных комплексов, представляющий совокупность

тесно связанных и взаимозависимых отраслей топливной промышленности и электроэнергетики, действующих как единое целое для удовлетворения потребностей народного хозяйства и населения страны в топливно-энергетических ресурсах.

Топливо-энергетический комплекс России — стержень экономики страны, обеспечивающий жизнедеятельность всех отраслей национального хозяйства и населения, а также интеграцию регионов и стран СНГ.

Перспективы развития топливно-энергетического комплекса определены Указом Президента России «Об основных направлениях энергетической политики и структурной перестройки топливно-энергетического комплекса Российской Федерации на период до 2010 г.», а также Энергетической стратегией России, основные положения которой были одобрены постановлением Правительства.

Важнейшая задача энергетической политики — повышение эффективности использования всех видов энергии внутри страны с тем, чтобы экспорт, в основном, поддерживался бы не добычей новых объемов нефти и газа, а за счет энергосбережения внутри страны, потенциал которого огромен и составляет порядка 450—500 млн. т у.т.

В топливно-энергетический комплекс как объект народного хозяйства входят электроэнергетика, топливная промышленность, включающая угольную и торфяную промышленность, а также геологоразведочные работы на нефть, газ, уголь и урановые руды.

Электроэнергетика. Производственный потенциал отрасли объединяет тепловые и атомные электростанции, гидроэлектростанции, электрические сети, магистральные тепловые сети, котельные и нетрадиционные возобновляемые источники энергии.

Установленная мощность электростанций в 1995 г. составила 215,3 млн. кВт, производство электроэнергии — 860 млрд. кВт·ч, в том числе на ТЭС произведено 583,4 млрд. кВт·ч, на ГЭС — 177 млрд. кВт·ч и на АЭС — 99,3 млрд. кВт·ч.

В стране создана и продолжает развиваться Единая энергетическая система, ее доля в общереспубликанской выработке электроэнергии составляет около 90 %.

Электростанции России в целом обеспечивают потребность страны в мощности и электроэнергии, также экспорт электроэнергии в страны СНГ и дальнего зарубежья.

В 1995 г. в электрических сетях России напряжением 110 кВ и выше находилось в эксплуатации 440 тыс. км линий электропередач и общей трансформаторной мощности — около 530 млн. кВА.

Согласно прогнозным оценкам, выработка электроэнергии к 2005 г. возрастет до 990—1000 млрд. кВт·ч.

Структурная перестройка ТЭК

В ближайшей перспективе намечаются следующие изменения в структуре ТЭК :

увеличение доли природного газа в ТЭБ (с 40 до 55 %);

стабилизация объемов добычи нефти и угля;

углубление нефтепереработки (с 62 до 73 %);

экологически чистая энергетика :

повышение доли газа на ТЭС с 63 до 70 %, в Европейских районах — до 80 %;

сокращение вредных выбросов в атмосферу на 20 %.

расширенное использование местных энергоресурсов, в том числе увеличение в 4 раза доли нетрадиционных возобновляемых источников энергии;

поддержание необходимого экспорта (на уровне 450—550 млн. т у.т.) с повышением доли потребительских энергопродуктов.

Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность — базовая отрасль ТЭК России. В нефтяной промышленности страны функционирует целый ряд вертикально интегрированных компаний, объединяющих разведку, добычу, переработку и распределение нефти и нефтепродуктов (АО «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «ЮКОС», «Сургутнефтегаз», «Сибнефть», «Сиданко» и др.).

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин составляет 144 тыс. единиц. Добыча нефти в 1995 г. составила 306,8 млн. т. На НПЗ России было переработано 181,1 млн. т, порядка 122 млн. т нефти было экспортировано в страны дальнего и ближнего зарубежья.

Основная задача на перспективу — стабилизация добычи нефти на период до 2000 г., с последующим ее плавным ростом до 300—320 млн. т к 2005 г.

Значительная часть нефти и нефтепродуктов транспортируется по территории России трубопроводным транспортом. Протяженность магистральных нефтепроводов составляет около 48,5 тыс. км, а магистральных нефтепродуктов около 20,5 тыс. км.

Газовая промышленность. Газовая отрасль — одна из наиболее стабильно работающих отраслей ТЭК. Стабилизация добычи газа в краткосрочном плане определяется, в основном, объемами внутреннего платежеспособного спроса на газ, а также возможностями поставки его на экспорт. В перспективе увеличение добычи газа в стране в решающей мере будет зависеть от темпов освоения газовых месторождений полуострова Ямал, Надым-Пур-Тазовского региона Тюменской области и на шельфе морей.

Эксплуатационный фонд газовых скважин в 1995 г. составлял 4,7 тыс. Добыча газа — 595,7 млрд. куб. м.

В стране создана и продолжает развиваться Единая энергетическая система газоснабжения (ЕСГ), которая объединяет несколько сотен газовых месторождений. Сейчас магистральные газопроводы только по России протянулись на 144 тыс. км. Транспортировку газа обеспечивают 236 ком-

прессорных станций, на которых установлены более 4 тыс. газоперекачивающих агрегатов. Имеется 16 подземных хранилищ газа с активной емкостью свыше 40 млрд. куб. м.

Для бытовых нужд газом пользуется население более 2777 городов и поселков городского типа и более 90000 сельских населенных пунктов.

Российский газ поставляется на экспорт через Украину и Белоруссию в 13 стран Европы. В 1995 г. было поставлено на экспорт 190,6 млрд. куб. м газа, в том числе 121,9 млрд. куб. м в дальнее зарубежье и страны Балтии. Надежность этих поставок обеспечивается взаимосвязанной, целостной работой всей Единой системы газоснабжения России.

Угольная промышленность. Российская угольная промышленность, как отрасль народного хозяйства, формировалась в основном в предвоенные годы. Наибольший объем добычи угля в России был обеспечен в 1988 г. в объеме 425,4 млн. т. В настоящее время шахтный и карьерный фонд в значительной мере изношен (износ основных фондов в среднем составляет около 60 %). Добыча угля ежегодно снижается, в том числе и из-за ограничений спроса.

Для вхождения в рыночную экономику отрасль нуждается в коренной реструктуризации, основными целями которой является формирование конкурентоспособных угольных компаний, последовательное снижение государственной поддержки предприятиям отрасли, социальная защищенность работников отрасли.

В угольной промышленности на начало 1995 г. действовали 261 шахта и 90 разрезов, 68 обогатительных и одна брикетная фабрика, а также ряд строительно-монтажных управлений и заводов угольного машиностроения. Производственные мощности по добыче угля составляют 374 млн. т, в том числе 163 млн. т на шахтах и 211 млн. т на разрезах.

В 1995 г. было добыто 26,9 млн. т угля и переработано 106,2 млн. т угля. На экспорт поставлено 26,9 млн. т угля, в том числе в дальнее зарубежье 18,6 млн. т и ближнее зарубежье — 8,3 млн. т.

Перспектива наращивания добычи угля связана с освоением новых перспективных месторождений в Кузбассе (Ерунаковский р-н), Восточной Сибири (Канско-Ачинский бассейн) и на Дальнем Востоке (Приморский и Хабаровский края), преимущественно обрабатываемых наиболее эффективным открытым способом.

Роль ТЭК в экономике страны, в жизнедеятельности общества всегда была очень весомой. За годы реформ его доля еще более возросла. Так, доля продукции ТЭК в общем объеме промышленной продукции страны увеличилась с 24 % в 1990 г. до 27,1 % в 1995 г. Это объясняется тем, что темпы спада производства в других отраслях промышленности были существенно выше, чем в топливно-энергетическом комплексе.

ТЭК производит более четверти промышленной продукции России, оказывает существенное влияние на формирование бюджета страны, обеспе-

чивает почти половину валютных поступлений государства. Основные фонды ТЭК составляют третью часть производственных фондов промышленности, на предприятиях ТЭК трудится более трех миллионов человек.

Основные показатели, характеризующие долю ТЭК в экономике страны, приведены ниже:

Доля ТЭК в экономике России в 1995 г.

1. Доходы федерального бюджета:	
всего на 1995 г., трлн. руб.	347
в том числе за счет ТЭК	121
доля ТЭК, %	35
из них налоговые поступления:	
всего	282
в том числе за счет ТЭК	120
доля ТЭК, %	42
2. Товарная продукция промышленности	
(в ценах 1995 г., трлн. руб.):	
Россия	989
ТЭК	269
доля ТЭК, %	27,1
3. Экспорт (в страны дальнего зарубежья, включая страны Балтии),	
млрд. дол. США	38,8
4. Капитальные вложения производственного и непроизводственного	
назначения за счет всех источников финансирования	
(в ценах 1995 г., трлн. руб.):	
Россия	250
ТЭК	71,1
доля ТЭК, %	28,4
5. Доля бюджетного финансирования в общем объеме капитальных	
вложений, %	
Россия	13,1
ТЭК	1,6

ТЭК, экономика страны и цены находятся во взаимосвязи особенно в условиях формирования рыночных отношений. Поэтому дальнейшая роль ТЭКа в экономике будет определяться проводимой в стране налогово-ценовой политикой. По всей видимости необходимо стремиться к мировой практике соотношения цен на энергоносители, промышленную продукцию, потребительские товары и зарплату. В результате чего сократится удельный вес ТЭК в налогах, экспорте и платежах. В то же время уменьшение топливно-сырьевой направленности народного хозяйства приведет к оздоровлению всей экономики страны [4].

Топливо-энергетический комплекс России за счет разумного использования имеющегося богатого ресурсного и технологического потенциала может и должен стать «локомотивом» российской экономики при вхождении ее в XXI век.

2.7. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ

Общие положения. Разработка Энергетической стратегии России — очередной этап формирования новой энергетической политики России. Первый этап — разработка Концепции энергетической политики России в новых экономических условиях — завершился в сентябре 1992 г., когда на заседании Правительства Российской Федерации были одобрены основные положения Концепции.

Распоряжением Совета Министров — Правительства Российской Федерации было поручено разработать Государственную комплексную топливно-энергетическую программу Российской Федерации на период до 2010 г. «Энергетическая стратегия России». С этой целью образовали Межведомственную комиссию по разработке программы во главе с Министром топлива и энергетики Российской Федерации.

В результате проделанной работы были составлены Основные положения Энергетической стратегии России, одобренные постановлением Правительства Российской Федерации [5].

Сохраняя определенную преемственность с энергетическими программами бывшего Советского Союза, Энергетическая стратегия России в то же время коренным образом отличается от них.

Эти отличия связаны не только с тем, что Стратегия разрабатывалась в принципиально новых условиях — условиях перехода страны к рыночным отношениям, изменившихся целей и приоритетов экономического развития, нового геополитического места России в системе мировых экономических и политических реалий.

Отличие в том, что Энергетическая стратегия — это не директивный документ, а лишь обоснованный в политическом, экономическом и социальном плане прогноз возможных решений энергетических проблем в стране в краткосрочном, среднесрочном и долгосрочном периодах. Стратегия — это своего рода «правила поведения» в сфере энергопроизводства, энергопотребления, энергосбережения и взаимоотношений с мировым энергетическим хозяйством.

Если в прежних энергетических программах первоочередной целью было достижение баланса производства и потребления топливно-энергетических ресурсов, балансов необходимых для этого производственных мощностей и капитальных вложений, баланса трудовых ресурсов и средств их обеспечения, то в Энергетической стратегии России главное — достижение баланса интересов:

государства и общества;

федеральных и региональных органов власти;

органов власти и хозяйствующих субъектов;

производства и населения.

Поэтому прогнозы развития отраслей ТЭК и энергопотребления в Стратегии носят индикаторный характер, они лишь показывают возможные ре-

зультаты, которые могут быть достигнуты при выполнении поставленных целей и разработке соответствующих механизмов их реализации.

Каковы же эти основные цели?

1. Определение путей и формирование наиболее эффективного использования энергетических ресурсов и производственного потенциала ТЭК для подъема жизненного уровня населения и социально-экономического возрождения страны. Большие запасы высокоэффективных по мировым нормам энергетических ресурсов при умелой ценовой и налоговой политике могут и должны дать внутренние и внешние финансовые ресурсы для снижения налогообложения населения, сдерживания инфляции и поддержки российских товаропроизводителей.

2. Обеспечение достойной роли энергии как фактора роста производительности труда и средства повышения уровня жизни населения. Необходимо сориентировать систему энергоснабжения на повышение доли энергетических услуг населению и приоритетное обеспечение коммунально-бытовых нужд при снижении в общем энергетическом балансе доли промышленного энергопотребления.

3. Существенное снижение техногенной нагрузки ТЭК на окружающую среду, сохранение и укрепление энергетической независимости России, обеспечение надежного и бесперебойного энергообеспечения потребителей, использование энергетических систем как важнейшее средство интеграции регионов России и стран СНГ.

Исходя из указанных целей, энергетическая стратегия России определяет приоритеты, направления и средства коренной перестройки структурной, региональной и технологической политики в энергоснабжении страны [1].

В отличие от прежней ориентации на крупномасштабное наращивание производства энергетических ресурсов, высшим приоритетом Энергетической стратегии является повышение эффективности энергопотребления и энергосбережения.

В рамках Энергетической стратегии разработана целостная программа использования экономически обоснованной части потенциала энергосбережения, содержащая комплекс наиболее эффективных первоочередных мер экономии энергии и приоритеты последующего обновления технологий.

Одна из важных причин недостаточной конкурентоспособности отечественной продукции на мировом рынке — ее высокая энергоемкость. Достаточно сказать, что на уровне 1991 г. затраты энергии на единицу национального продукта в стране были в несколько раз (более, чем в 4 раза) выше, чем в таких развитых странах, как Япония, США и др. При ее сохранении выгоднее экспортировать первичное топливо, а не конечную продукцию, что окончательно закрепит за Россией ее сегодняшнюю роль сырьевого придатка индустриальных стран мира.

Энергосбережение позволит также на 15—20 % уменьшить выбросы в атмосферу, а сэкономленные энергоресурсы являются основным источником обеспечения необходимого экспорта топлива и энергии.

К мероприятиям по экономии топлива могут быть отнесены:

при производстве электроэнергии:

замена органического топлива неорганическим, т.е. использование ядерного топлива,

замена невозобновляемых источников энергии возобновляемыми (солнце, приливы, геотермальная энергия, биоэнергия и т.п.),

снижение удельных расходов топлива (расходов топлива на единицу продукции) за счет:

реконструкции и замены устаревшего оборудования, рационального использования действующего оборудования подбором наиболее экономичных режимов при участии электростанций в покрытии суточного графика нагрузки энергосистем;

своевременного ремонта оборудования, повышения качества ремонтных работ и организации ремонтного обслуживания, приводящих к снижению простоя в ремонте высокоэкономичного оборудования;

техпереворужения оборудования, снижения расходования энергии на собственные нужды и потерь при ее передаче и распределении, которые не так уж малы:

если при передаче и распределении на уровне 1991 г. производилось 1 трлн. кВт·ч, то при потерях 15 % это составило 150 млрд. кВт·ч (для сравнения: Братская ГЭС выдает 20 млрд. кВт·ч в год; при затратах 320 т у.т./кВт·ч потери топлива составляют $4,8 \cdot 10^3$ кг, т.е. 48 млн. т у.т. в год);

при потреблении электроэнергии:

снижение расхода электроэнергии на единицу продукции в промышленности и сельском хозяйстве, на электрическом транспорте за счет улучшения качества проектирования, внедрение энергосберегающих технологий, экономии энергии при транспортных перевозках;

снижения потребления на коммунально-бытовые нужды за счет:

использования рациональных форм освещения и источников света, экономичных светильников;

применения автоматических устройств включения и отключения источников света;

создания и использования экономичных бытовых приборов и устройств (плиты, холодильники, посуда, отопительные приборы и т.п.).

Средства к достижению названных целей могут быть как административными, так и экономическими.

Первые — связаны с различного рода ограничениями, отключениями и штрафными санкциями, а иногда и просто пресечением бесхозяйственности. Вторые — с тарифами на электроэнергию, их видами и формами, т.е. ценой и платежами за электроэнергию.

В сегодняшних условиях цены (тарифы) на электроэнергию достаточно велики, удельный вес платы за электроэнергию в себестоимости продук-

ции промышленных предприятий значительно возрос. В связи с этим необходимости в административных воздействиях практически нет. Эффективность энергосбережения была бы достаточно высокой, по крайней мере для предприятий промышленности — при снижении энергопотребления уменьшается плата за потребляемую энергию и соответственно себестоимость продукции. Вместе с тем мероприятия по энергосбережению требуют определенных затрат, и достаточно больших, но они, как правило, окупаются сравнительно быстро.

Большие возможности по энергосбережению имеют место при организации работ по энергосбережению в целом по энергетическому комплексу, т.е. оптимизации использования топлива, тепловой и электрической энергии. В ряде случаев выделяемое количество тепла при протекании технологического процесса может обеспечить все прочие потребности в тепловой энергии (использование тепловой энергии, выделяемой при протекании химических процессов, или тепла, выделяемого при остывании расплавленного металла и т.п.).

Основные приоритеты государственной энергетической политики Российской Федерации на ближайшие 15 лет:

устойчивое обеспечение населения и экономики страны энергоносителями;

повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и создание необходимых условий для перевода экономики страны на энергосберегающий путь развития;

создание надежной сырьевой базы и обеспечение устойчивого развития топливно-энергетического комплекса в условиях формирования рыночных отношений;

снижение уровня отрицательного воздействия энергетики на окружающую среду;

поддержание экспортного потенциала ТЭК и расширение экспорта его продукции;

сохранение энергетической независимости России.

В Энергетической стратегии России эти приоритеты получают свое дальнейшее развитие и обоснование, на их основе формируется структурная, научно-техническая, региональная и внешнеэкономическая политика Российской Федерации в сфере производства и потребления энергоносителей.

Основные положения и принципы новой структурной и технической политики в области энергетики на ближайшие 10—15 лет предусматривают:

увеличение доли природного газа в суммарном производстве энергетических ресурсов и расширение его использования за счет приоритетного применения газа в экономически неблагоприятных промышленных центрах, качестве моторного топлива и для развития газификации села;

дальнейшее развитие электрификации;

углубление переработки нефти для увеличения производства высококачественных светлых нефтепродуктов;

развитие углеобогащения и комплексной переработки углей с целью получения экологически чистых конкурентоспособных продуктов, в том числе высококачественного бытового топлива;

стабилизацию и затем наращивание объемов угледобычи (в основном открытым способом) по мере освоения экологически приемлемых технологий его использования;

преодоление спада и умеренный рост добычи нефти в Западной Сибири и других регионах, формирование новых центров добычи нефти, в частности в Восточной Сибири;

интенсификацию использования местных топливно-энергетических ресурсов, включая нетрадиционные возобновляемые источники энергии;

дальнейшее экономически и экологически целесообразное использование атомной и гидроэнергии для нужд энергоснабжения страны.

Научно-техническая энергетическая политика ориентирована, в основном, на осуществление проектов, дающих быструю народнохозяйственную и коммерческую отдачу, на продолжение фундаментальных и прикладных исследований и разработок.

Основные направления научно-технического прогресса в энергетической сфере:

создание и реализация технологий, обеспечивающих ускоренное строительство новых и техническое перевооружение действующих объектов энергетики с целью повышения экономической эффективности, безопасности и экологической чистоты их эксплуатации;

создание и организация серийного производства высокоэффективных топливно- и энергопотребляющего оборудования, теплоизоляционных материалов и строительных конструкций, обеспечивающих использование потенциала энергосбережения;

обеспечение безопасности действующих атомных станций, создание нового поколения ядерных энергетических установок повышенной безопасности с целью развития на этой основе атомной энергетики в экономически целесообразных масштабах;

автоматизация процессов производства в топливно-энергетическом комплексе;

создание и организация серийного производства установок малой энергетики, обеспечивающих экономически обоснованное использование гидроэнергетических ресурсов, солнечной, ветровой, геотермальной энергии и биомассы;

техническое перевооружение теплоэнергетического хозяйства страны;

снижение трудозатрат на поиск и разведку месторождений топливно-энергетических ресурсов, сокращение сроков освоения новых месторождений, в том числе на континентальном шельфе;

повышение нефтеотдачи пластов;

повышение эффективности и надежности работы трубопроводного транспорта углеводородов и продуктов их переработки;

глубокая переработка и комплексное использование топливно-энергетических ресурсов;

создание и начало широкого применения высокоэффективных и экологически чистых технологий добычи, переработки и сжигания угля, производства твердого бытового топлива с целью развития на этой основе угольной промышленности (преимущественно открытым способом) в экономически целесообразных масштабах.

Одно из важнейших отличий Энергетической стратегии от предыдущих подобных материалов — детальная разработка региональных аспектов. По сути в Стратегии сформулированы основные положения и принципы региональной энергетической политики, которая уже воплощается в жизнь в повседневной работе Минтопэнерго.

Новая региональная энергетическая политика сочетает естественное стремление регионов к самоуправлению и самообеспечению конечными энергоносителями (электрической и тепловой энергией, моторным и бытовым топливом) с сохранением единства ТЭК России как важнейшего фактора экономической и политической интеграции страны [6].

Интересы регионов будут удовлетворяться за счет расширения их доли собственности в основных фондах энергетических объектов федерального значения и, соответственно, прав в экономическом управлении этими объектами при сохранении единства технологического управления энергетическими системами.

Региональная политика учитывает принципиальные различия условий энергоснабжения и структуры топливно-энергетического баланса таких зон страны, как северные, южные и центральные районы Европейской части России, Урал, Сибирь, Дальний Восток и районы Крайнего Севера.

На базе Стратегии были разработаны идеология Федеральной целевой программы «Топливо и энергия», концепция приватизации и разгосударствления нефтяного комплекса, концепция внешнеэкономической деятельности Минтопэнерго России, ценовая политика и другие важнейшие документы. Совместно с субъектами федерации разрабатывается целый ряд региональных программ.

Прогноз энергопотребления и производства топливно-энергетических ресурсов. Как отмечалось, главная цель новой Энергетической стратегии заключается в выработке конкретных путей и способов использования топливно-энергетических ресурсов страны для скорейшего преодоления спада экономики и последующего роста жизненного уровня населения, исходя из новой геополитической ситуации и развития рыночных отношений в экономике России, а также новых функций федеральных органов и субъектов Федерации в соответствии с Конституцией России. Основные пути решения этой задачи следующие: интенсивное энергосбережение, оптимальный экспорт энергоресурсов и проведение сдержанной инвестиционной политики, ориентированной на наиболее эффективные проекты.

В Энергетической стратегии дан анализ современного состояния ТЭК (которое оценивается как критическое), а также выполнена оценка будущего потребления для трех сценариев развития социально-экономической ситуации в стране: оптимистического, вероятного и пессимистического. Наиболее детально рассмотрен «вероятный сценарий», который основан на предпосылке преодоления экономического спада в 1997—1998 гг., восстановления в течение семи-восьми лет экономики на докризисном уровне и последующего роста с темпом 3—3,5 % в год. Этот сценарий также, как и

«оптимистический», ориентирован на активную энерго- и ресурсосберегающую политику.

Интенсивность энергосбережения решающим образом сказывается на возможных *сценариях энергопотребления*. При *оптимистическом сценарии энергосбережения* можно было бы на длительный период стабилизировать энергопотребление в народном хозяйстве на уровне ниже современного, а в *вероятном варианте* потребность будет расти и превысит к концу рассматриваемого периода с учетом сценариев развития социально-экономической ситуации ее величину в докризисном 1990 г.

В сжатом виде высшие приоритеты энергетической стратегии России, механизмы ее реализации и основные задачи энергетической политики приведены ниже:

Энергетическая стратегия России и механизмы ее реализации

Высшие приоритеты :

- устойчивое снабжение страны энергоносителями;
- повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, создание условий для перевода экономики страны на энергосберегающий путь развития;
- уменьшение негативного воздействия ТЭК на окружающую среду;
- сохранение энергетической независимости и обеспечение безопасности Российской Федерации.

Основная задача энергетической политики на период до 2010 г. — структурная перестройка отраслей ТЭК, предусматривающая:

- увеличение доли природного газа в производстве и потреблении энергоресурсов;
- дальнейшее развитие электрификации;
- стабилизация добычи нефти,
- повышение глубины и эффективности переработки нефти;
- обеспечение необходимых объемов добычи угля с учетом экономических, социальных и экологических факторов;
- расширение использования местных энергоресурсов и нетрадиционных источников энергии.

Механизмы реализации:

- регулирование на федеральном и региональном уровнях цен (тарифов) на продукцию естественных монополий;
- формирование энергетического рынка и создание конкурентной среды в сфере производства и потребления энергоносителей;
- совершенствование налоговой политики;
- селективная поддержка предприятий и объектов социальной сферы угольной промышленности;

адресная поддержка малоимущих слоев населения с целью компенсации расходов, вызванной приведением цен (тарифов) на топливо и энергию в соответствии с их реальной стоимостью.

В Энергетической стратегии детально проработаны четыре сценария уровней энергопотребления, очертившие *минимальные* и *максимальные* уровни перспективной потребности в конечных энергоносителях (табл. 2.6) [7].

Во всех сценариях предусматривалось приоритетное обеспечение энергией первоочередных потребностей людей, причем не только количественно, но и за счет использования на эти цели более высококачественных энергоносителей — электроэнергии, природного и сжиженного газа, угольных брикетов и т.д.

При разработке Энергетической стратегии рассматривались «газовый», «угольный», «гидроатомный» и другие варианты развития ТЭК и оптимизировались их сочетания.

В результате выполнения проработок пришли к следующим выводам: основой развития российской энергетики по-прежнему будут Единые Федеральные энергетические системы — газо- и нефтеснабжающие и электрическая — обеспечивающие эффективную интеграцию систем энергоснабжения регионов, формирование конкурентных систем энергоснабжения регионов, формирование конкурентных внутренних и достойное участие на внешних энергетических рынках. Естественные монополии будут находиться под соответствующим государственным контролем и регулированием.

На основе возможных сценариев энергопотребления в Энергетической стратегии разработан прогноз развития топливно-энергетического комплекса: *необходимый и максимальный сценарии* (табл. 2.7).

Необходимое развитие ТЭК определено так, чтобы гарантированно обеспечивать энергетические нужды России при пониженном энергопотреблении (т.е. максимальном энергосбережении) и умеренном экспорте энергоресурсов. *Максимальное же развитие ТЭК* потребует, если при повышенном энергопотреблении сложатся благоприятные условия для высокого экспорта российских энергоресурсов.

Таблица 2.6

Диапазоны потребности в энергии народного хозяйства России

Энергоносители	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Электроэнергия, млрд. кВт·ч	850—990	920—1120	1080—1270
Теплоэнергия (централизованная), млн. Гкал	1870—1950	1885—2000	1900—2050
Моторное топливо, млн. т	76—80	79—88	83—95
Первичные энергоресурсы, млн. т у.т.	950—1090	980—1140	1010—1200
Душевое потребление, т у.т./чел.	6,5—7,3	6,6—7,5	6,6—7,8

Таблица 2.7

Варианты производства первичных энергетических ресурсов

Энергоресурсы	1995 г.	2000 г.		2005 г.		2010 г.	
	А	Б	В	Б	В	Б	В
Производство энергоресурсов всего, млн. т у.т.	1419	1410	1600	1480	1710	1550	1820
в том числе:							
нефть и конденсат, млн. т	306,8	270	310	275	330	280	350
природный газ, млрд. куб. м	595,7	660	740	700	800	740	860
уголь, млн. т	262	250	290	275	295	300	340
гидроэнергия, млрд. кВт·ч	177,3	165	170	172	180	180	190
атомная энергия, млрд. кВт·ч	99,5	120	125	122	140	125	160
нетрадиционные энергоресурсы, млн. т у.т.	1	4	6	7	10	10	17

Примечание. А, Б, В — фактические, необходимые и максимальные ресурсы.

Для достижения намечаемых объемов производства энергоресурсов, Стратегия исходит из необходимости перестройки всей государственной структуры энергетики ТЭК, в которой намечается два этапа.

На первом этапе (1995—1997 гг.) конкретность российских энергоресурсов будет определяться не столько новыми инвестиционными проектами, сколько способностью предприятий адаптироваться к постоянно меняющимся рыночным условиям внутри страны и получению возможности выхода на внешние рынки. В этот период первостепенный фактор — выживание и возможно некоторое развитие энергопредприятий в условиях нарастающих неплатежей, острого недостатка оборотных средств и прогрессирующего старения основных фондов. Крупные комплексы, такие как РАО «Газпром» и «ЕЭС России», акционерные нефтяные компании «Роснефть», «ЛУКОЙл», «ЮКОС», «Сиданко» и другие легче выдержат эти трудности.

Однако судьба менее крупных объединений и самостоятельных предприятий будет во многом зависеть от эффективности правительственных мер по стабилизации финансового положения в экономике и ТЭKe, инициативы местных органов власти и самих предприятий.

На втором этапе (до 2010 г.) совершенствование производственной структуры ТЭКа будет обеспечиваться условиями конкурентоспособности российских энергоресурсов внутри страны и на рынках ближнего и дальнего зарубежья.

Во всей рассматриваемой перспективе основой российского ТЭК будет оставаться газовая промышленность, которая обеспечивает свыше половины всего производства первичных энергоресурсов в стране. Стратегия пре-

дусматривает дальнейшее расширение использования газа в экологически неблагополучных промышленных центрах и для газификации села.

Стратегия исходит из необходимости приостановить начавшийся спад добычи газа, уже в 1996—1997 гг. восстановить ее докризисный уровень и продолжать наращивать добычу до 660—674 млрд. куб. м к 2000 г. и до 740—860 млрд. куб. м к 2010 г. Для этого потребуются дальнейшее освоение месторождений севера Тюменской области с выходом на полуостров Ямал, освоение месторождений в Томской области, а также формирование новых центров по добыче газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

При всех сценариях потребуется выполнить коренную реконструкцию Единой системы газоснабжения с целью улучшения ее энергетической эффективности, развить систему подземных газохранилищ для повышения надежности и маневренности газоснабжения народного хозяйства,кратно увеличить извлечение полезных компонент из добываемого газа (прежде всего, конденсата, этана и других углеводородов), ускорить газификацию сельских районов и использование газа в качестве моторного топлива, для реконструкции действующих и строительства городских электростанций.

Одна из стратегических задач на долгосрочную перспективу — преодоление спада и стабилизация добычи нефти в Западной Сибири и других районах, создание условий для формирования новых нефтегазодобывающих регионов.

Стратегия намечает замедлить в 1996—1997 гг. остановить (на уровне 270—300 млн. т в год) спад добычи нефти и конденсата. При имеющихся и прогнозных характеристиках запасов нефти экономически оправданный уровень ее добычи в России составляет 310—320 млн. т в год при низких прогнозах мировых цен на нефть и до 350 млн. т в год — при высоких. Это потребует вовлечь в разработку не менее 6—8 млрд. т запасов нефти и, по крайней мере, вдвое увеличить объем буровых работ.

Также важнейший приоритет Стратегии — модернизация и коренная реконструкция нефтеперерабатывающей промышленности с тем, чтобы вывести эту отрасль на современный уровень и на этой основе обеспечить потребность России в высококачественных светлых нефтепродуктах и повысить эффективность экспорта жидкого топлива.

Национальные интересы России и ее регионов диктуют необходимость сохранения в экономике страны конкурентоспособной угольной промышленности.

Стратегия угольной промышленности предусматривает стабилизацию объемов добычи угля с учетом экономических, социальных и экологических факторов. Дальнейшее развитие углеобогащения и комплексной переработки угля с целью получения экологически приемлемых и конкурентоспособных продуктов, в том числе высококачественного бытового топлива; сохранение государственных дотаций в течение ближайших 10—15 лет.

Электроэнергетика — ядро ТЭК России, надежно обеспечивая на базе единой энергетической системы потребности страны самым технологичным и экологически чистым энергоносителем. Стратегия предусматривает дальнейшее развитие электрификации, в том числе за счет экономически и экологически обоснованного использования АЭС, ГЭС и нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

Основные направления развития отрасли — ускоренное техническое перевооружение и реконструкция электроэнергетики и централизованного теплоснабжения, предотвращения «отложенного» кризиса, назревающего из-за быстрого роста объемов физически изношенного оборудования.

Большое значение придается дальнейшему развитию электронного транспорта энергии, в том числе усилению Единой энергетической системы России сооружением новых ЛЭП высоких напряжений при одновременной демонполизации энергетического рынка на базе создания независимых производителей электроэнергии.

Стратегия намечает замедление падения и в 1997—2000 гг. стабилизацию потребления электроэнергии на уровне около 900 млрд. кВт·ч/год с ростом его до 1080—1270 млрд. кВт·ч/год к 2010 г.

Большое внимание в Стратегии уделено разработке тщательно взвешенной программы перспективного развития атомной энергетики и повышения ее безопасности.

Предусматривается вывести из эксплуатации реакторы первых поколений и частично заменить их строящимися реакторами на Балаковской, Тверской и других АЭС.

Производство электроэнергии на АЭС до 2000 г. прогнозируется на уровне 120—125 млрд. кВт·ч с последующим ростом на основе реакторов нового поколения.

Во всех рассмотренных сценариях развития экономики и топливно-энергетического комплекса упор делается на активное вовлечение в баланс местных энергоресурсов, в том числе гидроэнергетических и других возобновляемых видов энергии. Это позволит повысить уровень энергетической самообеспеченности регионов страны. При этом за счет долевого участия регионов и Федерации в целом получают развитие и федеральные системы электро- и газоснабжения, а также системы децентрализованного энерго-снабжения с более коротким инвестиционным циклом, по сравнению с крупными энергообъектами.

Основные принципы взаимоотношений с зарубежными партнерами Энергетической стратегии следующие:

отношения со всеми зарубежными государствами, организациями и фирмами строятся, исходя из национальных интересов России на взаимовыгодных началах (признавая равные возможности отечественных и зарубежных структур, государство сохраняет за собой право оказывать протекционистскую поддержку национальным предприятиям);

особый приоритет имеют отношения со странами СНГ;

допускаются любые формы участия национального капитала в энергетике зарубежных стран в целях повышения эффективности и надежности энергообеспечения отечественных потребителей;

в целях контроля со стороны государства за внешнеэкономической деятельностью субъектов ТЭК и процессами ценообразования на топливо и энергию на внутреннем рынке, Правительство Российской Федерации устанавливает экспортные пошлины на продукцию ТЭК.

Исходя из этих принципов в Энергетической стратегии, предусматривается в течение всей рассматриваемой перспективы сохранение значительных объемов экспорта энергоресурсов, особенно природного газа и жидкого топлива, как в страны ближнего, так и дальнего зарубежья.

Для реализации разработанных сценариев производства и потребления энергоресурсов в Стратегии предложены соответствующие механизмы, включающие:

нормативно-правовое обеспечение (принятие комплекса законодательных и нормативных актов, которые должны составить единый Энергетический кодекс России); совершенствование ценовой и налоговой политики (направленная, с одной стороны, на обеспечение самофинансирования отраслей ТЭК, а с другой — на возможность адаптации экономики страны к высоким ценам на топливо и энергию, на сохранение конкурентоспособности отечественных предприятий перерабатывающих отраслей промышленности);

меры по ликвидации кризиса неплатежей;

дальнейшее формирование энергетического рынка и конкурентной среды в ТЭК.

Основными социально-экономическими результатами реализации Энергетической стратегии России станут:

обеспечение надежного и устойчивого функционирования систем топливообеспечения в условиях рыночной экономики, повышение безопасности страны;

прогрессивные структурные сдвиги в отраслях ТЭК и технологиях добычи (производства) топлива и энергии;

повышение эффективности производства в отраслях ТЭК минимизацией затрат при добыче, транспорте и распределении топлива и энергии (рост производительности труда, снижение издержек производства, улучшение условий труда и т.д.);

удовлетворение при разумно-приемлимых затратах общества внутренних потребностей в энергоресурсах и обеспечение их поставок на экспорт;

существенное ослабление воздействия топливно-энергетического комплекса на окружающую среду;

снижение энергоемкости валового национального продукта на основе повышения эффективности использования топлива и энергии;

повышение жизненного уровня и качества среды обитания населения страны (в том числе за счет газификации и электрификации села).

Ряд мероприятий, намеченных Стратегией, уже реализуются на практике. Это, прежде всего, акционирование, демонполизация нефтяной и рест-

руктуризация угольной промышленности, минимизация платежей, новая структура управления топливно-энергетическим комплексом.

В дальнейшей работе по уточнению и актуализации «Энергетической стратегии России», особенно в плане международного сотрудничества в области энергетики большую пользу может принести объединение усилий ученых и специалистов как всех государств, образовавшихся на территории бывшего Советского Союза, так и других заинтересованных стран.

Вопросы для повторения

1. Какие энергоресурсы относятся к возобновляемым и какие к невозобновляемым источникам энергии? Количественная оценка тех и других в мире?
2. Какова тенденция развития первичной энергии в мире?
3. Какова структура энергопотребления в мире в настоящее время и в перспективе?
4. Каковы запасы (ресурсы) возобновляемых и невозобновляемых источников энергии в России?
5. Каковы основные направления структурной перестройки ТЭК России?
6. Какова роль ТЭК в экономике страны?
7. В чем суть основных положений Энергетической стратегии России, каков механизм ее реализации?
8. Перечислите основные приоритеты государственной энергетической политики России на ближайшие 15 лет.

Глава 3

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС

3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Различают *материальные* балансы, разрабатываемые в натуральном выражении по планируемым видам продукции (металлу, газу, нефти, электроэнергии, сельскохозяйственной продукции и др.), и *общезакономические* балансы (рабочей силы, денежных расходов и доходов и т.д.).

Для энергетики материальными балансами являются: баланс топлива, тепловой энергии, электрической энергии, а также топливно-энергетические балансы, охватывающие различные виды топлива и энергии. Названные виды балансов объединяются одним понятием — энергетического баланса.

Задача энергетического баланса — обеспечение количественного согласования потребностей в энергетических ресурсах страны (топливе, электроэнергии и тепле) и возможностей их производства на протяжении планового периода.

В энергетическом балансе учитываются все процессы энергетического хозяйства, начиная от получения топлива и энергии и кончая их подачей и потреблением в энергопотребляющих установках.

По периодам времени различают балансы: текущие (плановые и отчетные) — на один год и перспективные — на ряд лет. На основе отчетных энергетических балансов осуществляется анализ объема и структуры потребления энергии, выявляются источники потерь и разрабатываются мероприятия по экономии энергетических ресурсов.

Начавшаяся в 1993 г. смена форм собственности способствовала созданию Федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности) — ФОРЭМ, который является сферой купли-продажи электроэнергии (мощности), осуществляемой его субъектами в пределах ЕЭС России, и функционирует как единое рыночное пространство.

Плановый баланс производства и поставок электрической энергии и мощности разрабатывается РАО «ЕЭС России» с участием АО «ЦДУ ЕЭС России» на основании:

предложений поставщиков ФОРЭМ (ТЭС, ГЭС, АЭС и АО-энерго) по поставке электрической энергии и мощности и ориентировочных расчетов тарифов на электрическую (тепловую) энергию и мощность;

предложений покупателей ФОРЭМ по балансу электрической энергии и мощности (для потребителей — субъектов ФОРЭМ предложений по объему покупки электрической энергии и мощности).

При формировании баланса электрической энергии и мощности учитываются:

потребность отраслей промышленности и населения в электрической энергии и мощности;

платежеспособность потребителей;

объемы и структура производства электрической энергии по типам генерирующих источников, электрические мощности электростанций и энергосистем, необходимые для покрытия нагрузок потребителей;

перетоки электрической энергии и мощности между регионами, странами СНГ, Балтии и Закавказья, а также экспортные (импортные) поставки.

Одновременно с балансом мощности Федеральная Энергетическая комиссия России утверждает расчеты полезного отпуска электроэнергии по каждому поставщику электроэнергии и с ФОРЭМ в целом.

Электроэнергетический баланс энергообъединения (энергосистемы) представляет собой полное соответствие между потребностью в электроэнергии (или расходом) с общим ее количеством по всем источникам поступления (ее приходом), и соответственно характеризуется расходной и приходной его частями.

Электроэнергетический баланс позволяет учитывать различные факторы, определяющие потребление электроэнергии, такие как:

взаимозаменяемость различных видов энергии и топлива у потребителей;

взаимозаменяемость энергогенерирующих установок различных типов;

взаимозаменяемость различных видов транспорта энергии;

возможность использования различных видов энергетических ресурсов энергогенерирующими установками;

различные уровни потерь и другие технико-экономические показатели разных вариантов получения и использования электроэнергии.

Электроэнергетические балансы разрабатываются для отдельных предприятий, городов, районов, отраслей народного хозяйства, а также по районным и объединенным энергосистемам, субъектам федерации, республикам и в целом по стране.

В электроэнергетике для характеристики электропотребления недостаточно балансов по электроэнергии. Поскольку нагрузка потребителей крайне неравномерна во времени и для обеспечения потребителей электроэнергией необходимо удовлетворение их потребности в определенной электрической мощности в каждый момент времени, наряду с балансом электропотребления составляется также баланс мощности.

В общем виде баланс электроэнергии для энергосистемы (энергообъединения) может быть представлен следующим образом:

$$\sum_{i=1}^m \mathcal{E}_i + \mathcal{E}_{\text{пок}} = \sum_{j=1}^n \mathcal{E}_j + \mathcal{E}_{\text{пот}} + \mathcal{E}_{\text{сн}} + \mathcal{E}_{\text{внеш (экспорт)}},$$

где $\mathcal{E}_i$ — выработка электроэнергии, производимая i -м типом электростанций; $\mathcal{E}_{\text{пок}}$ — покупная электроэнергия; $\mathcal{E}_j$ — полезное потребление электроэнергии потребителями; $\mathcal{E}_{\text{пот}}$ — энергия, расходуемая на покрытие потерь; $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ — энергия, расходуемая на покрытие собственных нужд электростанций и передающих устройств; $\mathcal{E}_{\text{внеш (экспорт)}}$ — продажа электроэнергии соседним регионам или идущая на экспорт.

Левая часть равенства представляет собой приходную часть баланса электроэнергии; правая — расходную.

Аналогично может быть записан баланс мощности для энергосистемы: сумма генерируемых мощностей электростанций энергосистемы (N_i) и мощность, потребляемая из других энергосистем ($N_{\text{пок}}$), — приходная часть равная расходной части баланса мощности, которая включает:

P_{max} — максимум нагрузки энергосистемы;

$\Sigma N_{\text{рез}}$ — необходимый резерв мощности;

$\Sigma N_{\text{перед}}$ — перетоки мощности в другие энергосистемы;

$\Sigma N_{\text{сн}}$ — расход мощности на собственные нужды электростанций;

$\Sigma N_{\text{пот}}$ — потери мощности в электрических сетях.

При составлении баланса мощности последовательно производятся расчеты его расходной части (потребности) и приходной части (покрытия).

Баланс мощности системы составляется на период прохождения годового максимума нагрузки, приходящегося в энергосистемах России на зимний рабочий день декабря месяца (точнее 22 декабря).

Как правило, балансы мощности составляются и для других периодов года, в частности, для весеннего и летнего периода. Это связано с необходимостью более полного учета режима работы сезонных потребителей электроэнергии (ирригации, кондиционирования) либо электростанций со значительным сезонным изменением располагаемой мощности (ГЭС — вследствие сработки водохранилищ, ТЭЦ — вследствие изменения тепловой нагрузки).

3.2. БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Расходная часть баланса электроэнергии характеризует структуру потребления электроэнергии (включая потери), а также отпуск ее за пределы

территории, для которой составляется баланс. В целом по стране структура потребления электроэнергии отдельными отраслями народного хозяйства на уровне 1990—1991 гг. характеризовалась приблизительно следующими цифрами в процентах от общего электропотребления:

промышленность	58
сельское хозяйство	8
транспорт	7
коммунально-бытовое хозяйство	11
экспорт	1
потери в сетях и расход на собственные нужды ...	15
Итого	100

На уровне 1995—1996 гг. указанные соотношения, в виду значительного спада производства продукции промышленностью, несколько изменились:

снижен процент по промышленности и сельскому хозяйству, повышен — по коммунально-бытовому хозяйству;

в следствие общего снижения электропотребления повышается процент потерь в электрических сетях и расхода на собственные нужды производящих и энергоснабжающих организаций.

Составление расходной части электроэнергетических балансов — основа для развития энергосистем, энергообъединений, Единой энергетической системы страны. Задача проектирования развития электроэнергетической системы (энергообъединения, Единой энергосистемы) состоит в том, чтобы определить объемы развития электропотребления по группам потребителей и на этой основе найти рациональные пути увеличения мощностей и выработки электростанций, или в составлении перспективного баланса энергообъединения.

В расходной части баланса определяется потребность в электроэнергии, в том числе:

отпуск электроэнергии собственным потребителям — $\mathcal{E}_{\text{сп}}$;

отпуск электрической энергии внешним потребителям (в пределах страны) — $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{внеш}}$;

величину экспорта электроэнергии — $\mathcal{E}_{\text{экс п}}$;

расход электроэнергии на собственные нужды электростанций — $\mathcal{E}_{\text{сн}}$;

потери электроэнергии в сетях — $\mathcal{E}_{\text{пот эс}}$.

К собственным потребителям электроэнергии относятся:

предприятия промышленности — $\mathcal{E}_{\text{пром пр}}$;

железнодорожного транспорта — $\mathcal{E}_{\text{тр}}$;

жилищно-коммунальное хозяйство — $\mathcal{E}_{\text{кб}}$;

сельское хозяйство — $\mathcal{E}_{\text{сх}}$;

непромышленные предприятия.

Таким образом:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{сп}} + \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{внеш}} + \mathcal{E}_{\text{экс п}} + \mathcal{E}_{\text{сн}} + \mathcal{E}_{\text{пот эс}},$$

$$\mathcal{E}_{\text{сп}} = \mathcal{E}_{\text{пр}} + \mathcal{E}_{\text{тр}} + \mathcal{E}_{\text{кб}} + \mathcal{E}_{\text{сх}}.$$

Для расчета электропотребления используется метод прямого счета, основанный на применении укрупненных удельных или обобщенных показателей расхода электроэнергии, и плановых или прогнозных данных по объемам производства отраслей народного хозяйства.

Потребность в электроэнергии для действующих (не реконструируемых и не расширяемых) предприятий определяется на основании отчетного электропотребления с учетом тенденции прогнозов его изменения в перспективе. Для реконструируемых и вновь сооружаемых предприятий — по данным специализированных проектных институтов.

В случае отсутствия проектных проработок расход электроэнергии, потребляемой предприятием, определяется на основании годового объема выпускаемой продукции и удельных показателей расхода электроэнергии, под которыми понимается максимально допустимое количество электрической энергии, необходимое на производство единицы продукции установленного качества.

Для промышленных предприятий потребность в электроэнергии вычисляется по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{пр } i} = \mathcal{e}_{\text{пр } i} V_{\text{пр } i},$$

где $\mathcal{e}_{\text{пр } i}$ — расход электроэнергии на единицу продукции; $V_{\text{пр } i}$ — планируемый годовой объем продукции i -го промышленного производства.

Удельный расход электроэнергии, как правило, устанавливается на единицу натуральной готовой продукции (например, кВт · ч на 1 т проката). В ряде случаев целесообразно относить удельный расход энергии к условной единице измерения (например, погонные метры труб в прокатном цехе на металлургических комбинатах). Для производств, характеризующихся большой номенклатурой изделий, устанавливают общезаводской удельный расход с отнесением его в промышленности к 1 млн. руб. валовой продукции предприятия, а в строительстве к 1 млн. руб. объема выполняемых строительно-монтажных работ.

Из всех видов транспорта — железнодорожного, морского и речного, воздушного, автомобильного и трубопроводного — потребителями электрической энергии от энергообъединений являются железнодорожный транспорт (в том числе внутригородской: метро и трамвай) и трубопроводный. Потребление энергии магистральным железнодорожным транспортом зависит от протяженности электрифицированных дорог и рассчитывается на основе удельного электропотребления, который в свою очередь учиты-

вает степень использования пропускной способности дороги. При оценке потребления электроэнергии городским и пригородным транспортом следует исходить из оценки количества населения городов и поселков, оборудованных электрифицированным транспортом, и намечаемой доли перевозки автотранспортом. Потребление электроэнергии трубопроводным транспортом определяется на основе удельных показателей электропотребления на 1 км магистральных газо- и нефтепроводов и их протяженности с учетом количества компрессорных станций газопроводов и нефтеперекачивающих станций.

Основные потребители электроэнергии в сельском хозяйстве — стационарные силовые процессы: животноводство, птицеводство, полеводство. Для ориентировочной оценки перспективного потребления электроэнергии на производственные нужды сельскохозяйственных потребителей используются обобщенные показатели удельного электропотребления в кВт·ч ($\mathcal{E}_{\text{сх}}$) на одного сельского жителя ($\mathcal{J}_{\text{сх}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{сх}} = \mathcal{e}_{\text{сх}} \mathcal{J}_{\text{сх}}.$$

Потребители электроэнергии на коммунально-бытовые нужды подразделяются на жилой и общественный сектор. Жилой — включает в себя использование электроэнергии на: освещение, электробытовые приборы, приготовление пищи, низкотемпературные процессы. Общественный сектор — освещение общественных зданий, освещение улиц, коммунальные и общественные предприятия, водопровод и канализация, приготовление пищи, кондиционирование воздуха, отопление, горячее водоснабжение и прочие. Расход электроэнергии на нужды быта и сферы обслуживания оценивается на основании данных о количестве населения города или сельского населенного пункта ($\mathcal{J}$) и удельных норм расхода электроэнергии ($\mathcal{e}_{\text{кб}}$) и рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{кб}} = \mathcal{e}_{\text{кб}} \mathcal{J}.$$

Численные значения удельных норм расхода электроэнергии в жилом и общественном секторе зависят от экономического района и должны корректироваться с учетом местных условий и фактически достигнутого в данном городе удельного электропотребления.

Взаимоотношения рассматриваемого энергообъединения с другими энергообъединениями или энергосистемами определяется величиной перетока электрической энергии. Общий результирующий переток ($\mathcal{E}_{\text{пер}}$) и его направление определяется по выражению:

$$\mathcal{E}_{\text{пер}} = \mathcal{E}_{\text{пост}} - \mathcal{E}_{\text{выд}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{пост}}$, $\mathcal{E}_{\text{выд}}$ — общее количество поступающей из соседних энергосистем и выдаваемой в соседние энергосистемы электроэнергии.

Если $\mathcal{E}_{\text{пер}}$ имеет знак минус, то рассматриваемая энергосистема — отдающая, плюс — принимающая. В первом случае данная энергосистема продает соседним электрическую энергию в размере:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{внеш}} = \mathcal{E}_{\text{выд}} - \mathcal{E}_{\text{пост}},$$

и величина транзита составляет

$$\mathcal{E}_{\text{транз}} = \mathcal{E}_{\text{пост}}.$$

Во втором случае энергосистема покупает электрическую энергию в размере: $\mathcal{E}_{\text{пок}} = \mathcal{E}_{\text{пост}} - \mathcal{E}_{\text{выд}}$, а транзит через энергосистему составляет $\mathcal{E}_{\text{выд}}$. В зависимости от абсолютной величины общего результирующего перетока и его знака, а также отношения этого перетока к выработке электрической энергии на электростанциях энергообъединения, существенно меняются условия работы и показатели энергообъединения. При более детальном построении расходной части электробаланса следует общий расход электрической энергии на ее передачу и распределение — потери ($\mathcal{E}_{\text{пот}}$) разделить на слагаемые, связанные с внутренним и внешним отпуском, а также с транзитом электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{пот}}^{\text{внутр}}; \mathcal{E}_{\text{пот}}^{\text{внеш}}; \mathcal{E}_{\text{пот}}^{\text{транз}}.$$

Расход электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций ($\mathcal{E}_{\text{сн}}$) в значительной мере зависит от выработки электрической и тепловой энергии на электростанциях и колеблется в широких пределах — от 0,3 до 10 % — в зависимости от типа электростанций, ее мощности и вида сжигаемого топлива. С повышением в общем балансе доли крупных блоков, повышением экономичности основного и вспомогательного оборудования, вводом ГЭС большой мощности наблюдается снижение $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ в целом в электроэнергетике. Увеличение удельного веса АЭС повышает долю $\mathcal{E}_{\text{сн}}$. В 1990 г. $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ составляла приблизительно 7 % от вырабатываемой в стране электроэнергии.

Технологический расход электрической энергии на передачу и распределение (потери в сетях) включает «омические» потери электрической энергии в ЛЭП и распределительных линиях разных напряжений (потери на корону, потери в трансформаторах, расход на собственные нужды трансформаторных подстанций (охлаждение трансформаторов, электронагревательные устройства, зарядка аккумуляторов, электроосвещение и др.), потери в установках для компенсации и выработки реактивной мощности, а также регулирование напряжения. Величина потерь в электросетях ($\mathcal{E}_{\text{пот}}$) может быть определена как разница между всей электрической

энергией, поступившей в сеть энергообъединения ($\mathcal{E}_{\text{сети}}$) и общим полезным отпуском из этих сетей ($\mathcal{E}_{\text{полез}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{пот}} = \mathcal{E}_{\text{сети}} - \mathcal{E}_{\text{полез}}.$$

$$\text{Потери в электросетях в \% : } \Delta \mathcal{E}_{\text{пот}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{пот}}}{\mathcal{E}_{\text{сети}}} 100 \%.$$

В 1990 г. величина потерь в электрических сетях в целом по стране составляла 8,0 %.

Исходя из общей потребности в электроэнергии, определяемой расходной частью электробаланса, планируются источники покрытия этой потребности, т.е. рассчитывается приходная часть электробаланса.

Приходная часть баланса электроэнергии включает суммарную электроэнергию, вырабатываемую электростанциями данного энергообъединения и получаемую от других энергосистем ($\mathcal{E}_{\text{пок}}$).

Производство электроэнергии планируется по каждой электростанции (ТЭЦ, КЭС, ГЭС, АЭС и др.) с учетом условий топливо- и водоснабжения. Основной принцип планирования производства электроэнергии — экономичность электростанций, которая выражается в наименьшем расходе топлива или наименьшей себестоимости электроэнергии. Нагрузка должна быть распределена между электростанциями таким образом, чтобы был достигнут в целом по энергообъединению наибольший эффект, обусловленный снижением удельного расхода топлива и наименьшими затратами на производство. В энергообъединениях с небольшим удельным весом ГЭС, выработка энергии на ГЭС учитывается по среднелетнему значению. При определении выработки энергии АЭС предполагается, что они работают в течение года с предельным технически возможным числом часов использования располагаемой мощности. В энергосистемах с большим удельным весом ГЭС одна из основных целей составления балансов энергии — определение мощности КЭС, необходимой для сведения баланса энергии в расчетных маловодных условиях на ГЭС.

В случае необходимости более точной оценки показателей режима работы электростанций в энергосистемах и определения их выработки электроэнергии необходимо проводить расчеты оптимальных режимов работы электростанций в характерных суточных графиках нагрузки рабочих и выходных дней различных сезонов года. Переход от показателей суточного режима к годовым показателям должен осуществляться с учетом сезонной неравномерности электропотребления при соблюдении общего баланса за год между потребностью в электроэнергии и ее суммарным производством на электростанциях.

3.3. БАЛАНС МОЩНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Приходная часть баланса мощности. Для составления баланса мощности используют графики электрических нагрузок, отражающих изменение потребляемой мощности в течение рассматриваемого периода времени. Графики нагрузки могут выражать режим электропотребления отдельных предприятий, подотраслей, районов, районных и объединенных энергосистем. От режимов потребления электроэнергии зависят режимы работы энергетических установок: основного оборудования электростанций, линий электропередачи и трансформаторных подстанций. Режимы электропотребления могут быть представлены в форме таблиц или в виде графиков. Графики электрической нагрузки рассматриваются как для активной нагрузки, так и для реактивной. Несовпадение конфигураций этих графиков определяется различиями в режимах потребления активной и реактивной мощности отдельными видами потребителей.

В зависимости от длительности рассматриваемого периода различают: суточные, недельные, месячные и годовые графики нагрузок; по сезонам года — зимние, весенние, летние и осенние; по назначению — отчетные и расчетные.

Отчетные — используются для анализа режима работы потребителей энергосистемы, расчетные (перспективные) — необходимы для планирования работы и проектирования отдельных энергетических объектов и энергосистем. Поскольку значение и структура потребления электроэнергии и электрические нагрузки носят вероятностный характер, расчетные (прогнозируемые) графики отличаются от фактических.

Расчетные графики нагрузки характеризуют изменение нагрузки во времени, обусловленные регулярно действующими факторами (изменения естественной освещенности в зависимости от времени суток или года и географических координат района, режим работы потребителей в зависимости от технологического процесса, сезонные изменения температуры наружного воздуха и т.п.). На расчетные (регулярные) изменения нагрузки накладываются отклонения ($\Delta P_{\text{нерег}}$), вызванные влиянием случайных нерегулярно действующих факторов (колебания температуры и естественной освещенности, изменения расчетного режима работы потребителей и т.п.).

При планировании нагрузок пользуются типовыми (усредненными) графиками. Типовые графики составляют для разных групп потребителей (промышленных, сельскохозяйственных, коммунально-бытовых) и заданных периодов времени. В типовом графике каждая ордината нагрузки является среднеарифметической величиной для рассматриваемого периода.

Конфигурация графиков нагрузок энергосистемы определяется структурой потребителей электроэнергии и их режимом работы.

Графики нагрузки каждого из промышленных потребителей зависят от следующих показателей:

характера технологического процесса (прерывный, непрерывный);
сменности работы предприятий (односменные, двухсменные, трехсменные);
времени начала и конца работы;
числа рабочих дней в неделю;
соотношения составляющих нагрузки (осветительной, силовой, технологической);
времени и продолжительности обеденного перерыва.

Транспортные потребители электроэнергии имеют резко переменный режим работы, что связано с частыми пусками, остановками, торможением электродвигателей.

Сельскохозяйственные потребители имеют неравномерную нагрузку по сезонам года и в течение суток.

Большая неравномерность нагрузки характерна и для коммунально-бытовых потребителей.

Графики нагрузки потребителей характеризуются:

конфигурацией;
максимальной, средней и минимальной нагрузками;
соотношениями этих нагрузок.

Характерные графики нагрузок энергосистемы для суток, недели, месяца, года приведены на рис. 3.1—3.5.

Суточный график нагрузки энергосистем характеризует изменение среднечасовых нагрузок в течение 24 календарных часов (рис. 3.1, а). Он может быть представлен в виде графика продолжительности нагрузки (рис. 3.1, б) и в виде интегральной кривой нагрузки (ИКН) (рис. 3.1, в).

Суточный график по продолжительности строится на основе суточного графика нагрузки и показывает сколько времени удерживается то или иное значение нагрузки (см. рис. 3.1, б).

Интегральная кривая нагрузки — зависимость суточной выработки от мощности. ИКН используют для анализа режима работы электростанций,

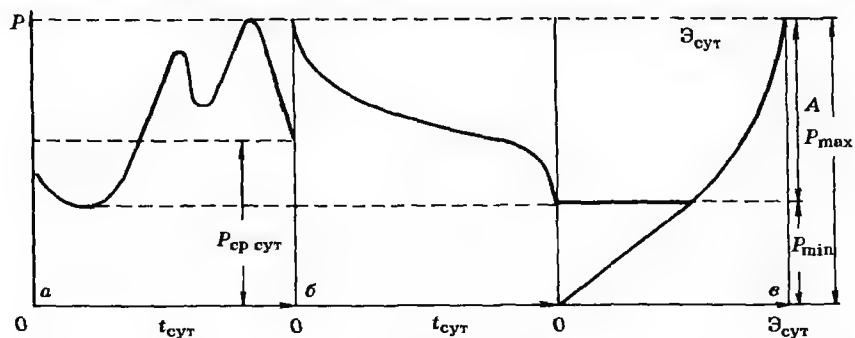


Рис. 3.1. Различные формы суточного графика нагрузки

а — суточный график; б — суточный график по продолжительности; в — интегральная кривая нагрузки; А — неравномерная часть суточного графика нагрузки

размещения электростанций в суточном графике нагрузки и других целей (см. рис. 3.1, в).

Показатели суточного графика нагрузки энергосистемы. Для возможности анализа участия генерирующих мощностей в покрытии суточного графика нагрузки энергосистемы в нем различают три части: пиковую, полупиковую и базисную. Часть суточного графика нагрузки, находящаяся между максимальной и средней нагрузкой относится к пиковой; полупиковая — между средней и минимальной нагрузкой; базисная — ниже минимальной нагрузки суточного графика (рис. 3.2) [8].

Суточный график электрической нагрузки энергосистемы характеризуется минимальной $P_{\min}$, средней $P_{\text{ср}}$, максимальной $P_{\max}$ нагрузками и их соотношениями [7].

Рассматриваются следующие соотношения:

коэффициент заполнения суточного графика

$$\beta_{\text{сут}} = P_{\text{ср}} / P_{\max} = P_{\text{ср}} \cdot 24 / P_{\max} \cdot 24 = \mathcal{E}_{\text{сут}} / \mathcal{E}_{\text{потен}},$$

средняя мощность:

$$P_{\text{ср}} = \mathcal{E}_{\text{сут}} / 24,$$

где $\mathcal{E}_{\text{сут}}$ — суточное потребление, млн. кВт · ч/сут;

коэффициент минимальной нагрузки

$$\alpha_{\min} = P_{\min} / P_{\max}.$$

Показатели $\beta_{\text{сут}}$ и $\alpha_{\min}$ отражают режим электропотребления и дают возможность сопоставлять и анализировать графики разных масштабов.

Повышение удельного веса жилищно-коммунальной и сельскохозяйственной нагрузок, сокращение ночных смен приводят к разуплотнению графиков.

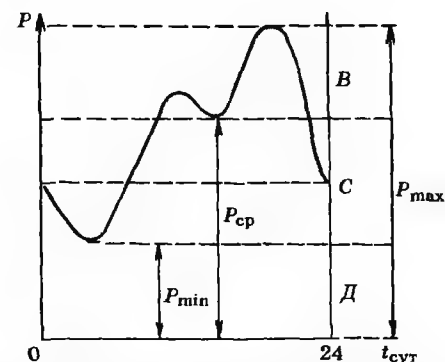


Рис. 3.2. Составляющие части суточного графика нагрузки

В, С, Д — пиковая, полупиковая, базисная части

Повышение удельного веса непрерывных производств, улучшение загрузки оборудования — к уплотнению графиков. Значения показателей графика зависят от структуры промышленности, климата и других факторов.

Так, по разным объединениям $\alpha_{\min}$ и $\beta_{\text{зимн}}^{\text{сут}}$ (за декабрь 1991 г.) имели следующие значения:

Объединение	$\alpha_{\min}$	$\beta_{\text{зимн}}^{\text{сут}}$
Северо-Запад	0,64	0,84
Центр	0,67	0,86
Юг	0,75	0,89

Влияние неравномерности графиков нагрузки на экономику энергосистемы.

Для энергосистемы, с точки зрения экономики, безразлично как ведется электропотребление — равномерно или неравномерно в течение суток, недели, месяца и года. Наиболее экономичным для энергосистемы было бы равномерное электропотребление. Но достижение такого положения практически невозможно.

Неравномерность суточного графика нагрузки имеет определенные экономические последствия, которые в основном сводятся к следующему:

1. При прочих равных условиях в энергосистеме, имеющей большую неравномерность суточного графика, требуется большая величина установленной мощности электростанций. Соответственно увеличиваются капиталовложения, усложняется структура мощностей.

2. Увеличивается удельный расход топлива на выработанный кВт·ч, так как требуется ввод специальных пиковых электростанций, производящих электроэнергию при очень высоких удельных расходах топлива, или нерационально используются ТЭС, не приспособленные к работе в пиковой части суточного графика. Соответственно повышается себестоимость электроэнергии, главным образом вследствие увеличения затрат на топливо и снижения выработки.

3. Снижается надежность работы оборудования в связи с более частой разгрузкой и остановом оборудования.

Мероприятия, направленные на снижение неравномерности суточных графиков нагрузки [9]:

1. Создание объединенных энергосистем (при создании ОЭС происходит совмещение максимумов нагрузок энергосистем, входящих в ОЭС, что приводит к выравниванию совмещенного графика нагрузки):

$$P_{i \max} > P_{\text{совмеш} \max \text{ ОЭС}}.$$

2. Использование двухставочных тарифов за потребление электроэнергии, в котором одна из ставок предусматривает плату за кВт заявленной мощности. Эти меры приводят к уплотнению суточного графика нагрузки.

3. Ввод в действие потребителей-регуляторов, потребителей, работающих в период провала суточного графика нагрузки, например ввод ГАЭС, которые в насосном режиме выполняют роль потребителя-регулятора.

4. Искусственное смещение начала суток.

5. Смещение начала и окончания рабочего дня различных предприятий.

6. Увеличение коэффициента сменности предприятий и другие меры.

Недельный график электрических нагрузок отражает колебание нагрузки по дням недели, главным образом за счет выходных и праздничных дней.

Коэффициент заполнения графика определяется из выражения

$$\beta_{\text{нед}} = P_{\text{ср нед}} / P_{\text{мах нед}},$$

где $P_{\text{ср нед}}$ — средний за неделю расчетный максимум нагрузки; $P_{\text{мах нед}}$ — наибольшая за неделю средняя нагрузка.

Средне недельная нагрузка ($P_{\text{ср нед}}$) — отражает среднесуточную нагрузку за все дни недели и определяется по формуле

$$P_{\text{ср нед}} = \mathcal{E}_{\text{нед}} / t_{\text{нед}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{нед}}$ — количество электроэнергии, потребленной за неделю, МВт·ч; $t_{\text{нед}}$ — календарное время за 7 дней недели (168 часов).

Помимо колебаний нагрузки внутри отдельных недель имеет место колебания между неделями, вызываемые изменениями продолжительности светлых часов суток, приростом нагрузки. Внутри каждого месяца еженедельное электропотребление неодинаково т.е.

$$\mathcal{E}_{\text{нед} 1i} \neq \mathcal{E}_{\text{нед} 2i} \neq \mathcal{E}_{\text{нед} 3i} \neq \mathcal{E}_{\text{нед} 4i},$$

где $\mathcal{E}_{\text{нед} 1i}$; $\mathcal{E}_{\text{нед} 2i}$ и т.д. — количество электроэнергии, потребляемой в первую, вторую и так далее недели рассматриваемого i -го месяца.

График недельного электропотребления представлен на рис. 3.3.

Месячные графики электрической нагрузки энергосистемы (рис. 3.4) отражают колебание средне недельной нагрузки по неделям месяца. Макси-

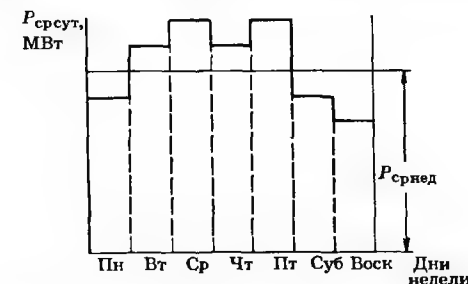


Рис. 3.3. График недельного электропотребления

$P_{\text{ср сут}}$ — среднесуточная нагрузка, МВт; $P_{\text{ср нед}}$ — средне недельная нагрузка, МВт

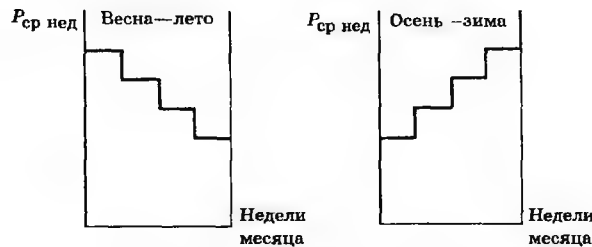


Рис. 3.4. Месячные графики нагрузки

мум месячного графика нагрузки приходится на первую неделю месяца (для периода весна—лето) или на последнюю неделю месяца (для периода осень—зима). Соответственно минимум месячной нагрузки приходится на конец месяца (весна—лето) и начало месяца (осень—зима).

В месячных графиках в осенне-зимний период максимальная нагрузка растет к концу месяца, что связано с уменьшением продолжительности светлых часов и внутригодового роста нагрузки, а в весенне-летний период наблюдается ее снижение к концу месяца.

В значительной мере изменяется нагрузка в пределах года. Рассматриваются и соответственно строятся следующие годовые графики нагрузок:

среднемесячные ($P_{\text{ср мес}}$);

среднемесячные регулярных максимумов ($P_{\text{ср мес}}^{\text{рег}}$);

регулярных наибольших месячных максимумов ($P_{\text{мах } i}$);

абсолютных (нерегулярных) месячных максимумов ($P'_{\text{мах } i}$).

Коэффициент заполнения годового графика $\beta_{\text{год}}$ определяется по формуле

$$\beta_{\text{год}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{мах мес } i}}{12 P_{\text{мах год}}} = \frac{P_{\text{ср год мах}}}{P_{\text{мах год}}},$$

где $P_{\text{мах мес } i}$ — максимальная нагрузка энергосистемы за каждый месяц; $P_{\text{мах год}}$ — годовой максимум нагрузки энергосистемы.

Максимальная нагрузка каждого периода рассматриваемого года увеличивается по сравнению с таким же периодом предшествующего года, их отношение характеризуется коэффициентом роста:

$$k_p = \frac{P_{\text{мах } 1}}{P_{\text{мах } 12}},$$

где $P_{\text{мах } 1}$, $P_{\text{мах } 12}$ — максимум нагрузки в январе и декабре месяцах рассматриваемого года.

Одной из важных характеристик годового графика нагрузки является показатель годового числа часов использования максимума нагрузки энергосистемы. Он может быть определен как произведение коэффициентов заполнения суточного, недельного, месячного, годового графиков нагрузки и числа часов в году (рис. 3.5):

$$h_c = \beta_{\text{сут}} \beta_{\text{нед}} \beta_{\text{мес}} \beta_{\text{год}} 8760, \text{ ч.}$$

Показатель h_c — характеризует расчетное число часов, при котором годовая потребность в электроэнергии покрывается при постоянной нагрузке:

$$h_c = \mathcal{E}_{\text{с}}^{\text{год}} / P_{\text{мах с}}.$$

При известном значении h_c , найденном при использовании коэффициентов неравномерности графиков нагрузки, годовой максимум электрической нагрузки энергосистемы может быть определен в виде:

$$P_{\text{мах с}} = \mathcal{E}_{\text{с}}^{\text{год}} / h_c,$$

где $\mathcal{E}_{\text{с}}^{\text{год}}$ — годовое электропотребление.

При известном значении годового максимума нагрузки потребность энергосистемы в располагаемой мощности в самый напряженный момент (декабрьский максимум нагрузки) составит:

$$N_{\text{расп}} = P_{\text{мах с}} + N_{\text{рез}},$$

где $N_{\text{рез}}$ — необходимая величина резервной мощности, мВт.

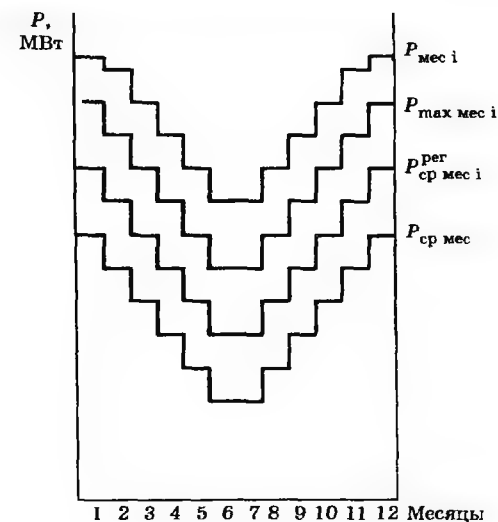


Рис. 3.5. Годовые графики нагрузки

Таким образом, годовое электропотребление характеризуется годовым максимумом нагрузки и показателями, характеризующими графики электрической нагрузки, которые зависят от следующих факторов: характера технологической нагрузки, коэффициента сменности предприятия, удельного веса осветительной нагрузки, организации производства, от ряда случайных сочетаний различных факторов.

Расчет и построение графиков нагрузок

Суточный график электрической нагрузки энергосистемы. Максимум электрической нагрузки энергообъединения определяется суммированием максимальных нагрузок отдельных потребителей с использованием соответствующих нагрузочных коэффициентов (одновременности загрузки, спроса, разновременности).

Так как максимум нагрузки различных групп потребителей в рассматриваемом районе энергоснабжения наступает в различные часы суток, совмещенный максимум нагрузки района оказывается меньше, чем арифметическая сумма максимумов отдельных групп потребителей.

Максимальная суточная нагрузка однотипных потребителей ($P_{\max \text{ од}}$) определяется максимальными мощностями отдельных потребителей и коэффициентами спроса

$$P_{\max \text{ од}} = \sum_{i=1}^n (P_{\max i} \gamma_{ci}),$$

здесь n — количество однотипных потребителей; $P_{\max i}$ — максимальная нагрузка i -го потребителя; $\gamma_{ci} = \gamma_{zi} \gamma_{oi}$ — коэффициент спроса i -го потребителя, где γ_{zi} — коэффициент загрузки, характеризующий величину максимальной нагрузки потребителя, отнесенную к его максимальной мощности ($\gamma_{zi} \leq 1$); γ_{oi} — коэффициент одновременности, характеризующий долю потребителей данной группы, одновременно находящихся в работе.

Если потребители разнотипные дополнительно учитывается коэффициент разновременности (γ_p), который отражает несовпадение во времени максимумов нагрузки, тогда:

$$P_{\max} = \sum_{j=1}^m (P_{\max \text{ од } j} \gamma_{pj}),$$

где m — количество разнотипных групп потребителей; $P_{\max}$ — величина максимума суточного графика нагрузки, характеризует наибольшую мощ-

ность, которой должна располагать система в течение данных суток для полного покрытия потребности района в электрической мощности.

Наибольший максимум имеет место в зимнем графике и может наступать в утренние часы (например, для ОЭС Северо-Запада) или в вечерние часы (ОЭС Центра), что определяется структурой потребителей электроэнергии. В большинстве энергосистем максимум нагрузки приходится на конец года.

Изменения электрической нагрузки, вызванные влиянием случайных нерегулярно действующих факторов ($\Delta P_{\text{нерег}}$) отражаются и в максимальной нагрузке энергосистемы (нерегулярный максимум нагрузки).

Нерегулярный максимум нагрузки энергообъединения $P'_{\max}$ определяется по формуле

$$P'_{\max} = P_{\max} + \Delta P_{\text{нерег}}$$

Отношение нерегулярного максимума нагрузки к регулярному характеризуется коэффициентом нерегулярности:

$$\gamma_{\text{нерег}} = P'_{\max} / P_{\max}$$

Существует несколько методов построения суточных графиков нагрузки энергосистемы:

для получения графиков на ближайший период при незначительном изменении структуры потребления электроэнергии может быть применен метод аналогий, по которому за основу принимается отчетный график с необходимыми уточнениями;

для более далекой перспективы, а также для новых быстро развивающихся энергосистем используются: интегральный, синтезированный методы и метод обобщенных характеристик.

Интегральный метод состоит в суммировании типовых суточных графиков электрической нагрузки отраслей (подотраслей) промышленности, сельского хозяйства, электрифицированного транспорта, коммунально-бытового хозяйства, выраженных в МВт с использованием максимальных электрических нагрузок для зимнего (декабря, нормального рабочего) и летнего (июня – июля, нормального рабочего) дня. Типовые графики строятся на основе отчетных графиков предприятий и учета предстоящих изменений в технологии, производственном режиме и т.п.

Синтезированный метод состоит в суммировании суточного графика технологической нагрузки промышленности в целом с типовыми графиками нагрузки освещения промышленности, коммунально-бытового хозяйства, сельского хозяйства, электрифицированного транспорта.

При перспективных исследованиях для построения приближенных графиков нагрузок с достаточной для практики точностью применяют упро-

щенный метод, так называемый, *метод обобщенных характеристик*, полученный в результате анализа большого количества расчетов на ЭВМ по специальным программам, разработанным в институтах «Энергосетьпроект» и ЭНИН имени Г.М. Кржижановского.

Исходные данные для расчета:

состав потребителей;

объем производства каждого из потребителей, который для предприятий промышленности измеряется в тоннах или в рублях производимой продукции;

для транспорта — в т · км;

предприятия сельского хозяйства характеризуются количеством людей, участвующих в производстве;

предприятия коммунально-бытового хозяйства характеризуются численностью населения, проживающего в данном районе;

удельное электропотребление:

по промышленности — в кВт · ч на единицу производимой продукции, кВт · ч/тыс. т или кВт · ч/млн. руб. продукции;

по транспорту — в кВт · ч/тыс. т · км;

по сельскому хозяйству — в кВт · ч/чел;

по коммунально-бытовому хозяйству — в кВт · ч/чел;

годовое число часов использования максимума электрической нагрузки каждым из потребителей, h_i ;

географический район расположения потребителей (Крайний Юг, Юг, Центр, Север).

При применении этого метода принимается допущение, что максимумы нагрузки различных групп промышленности, транспорта, предприятий сельского хозяйства совпадают по времени.

Последовательность определения зимнего и летнего максимума нагрузки энергосистемы и построения суточных графиков нагрузки при использовании метода обобщенных характеристик следующая:

по известному объему производства P_i и (заданному) известному удельному электропотреблению ε_i определяется электропотребление каждым из потребителей и каждой из групп потребителей: $\sum (\varepsilon_i P_i)_{\text{пром}}$, $\sum (\varepsilon_i P_i)_{\text{тр}}$, $\sum (\varepsilon_i Ж_{схi})$, $\sum (\varepsilon_i Ж_{кбi})$;

определяется суммарное значение промышленно-транспортного, сельскохозяйственного электропотребления и перетока электроэнергии в целом по энергосистеме:

$$\varepsilon_{\text{пром}}^{\text{год}} = \sum \varepsilon_{\text{пром}} + \sum \varepsilon_{\text{тр}} + \varepsilon_{сх} + \varepsilon_{\text{перетока}};$$

делением электропотребления каждым из потребителей (или группы потребителей) на известное число часов использования максимума нагрузки находятся абсолютные значения максимумов нагрузки каждого из потребителей и для каждой из групп потребителей:

$$P_i = \varepsilon_i / h_i;$$

сложением частных максимумов находится суммарный максимум промышленно-транспортной с учетом потребления сельским хозяйством нагрузки:

$$P_{\text{мах пром}} = \sum P_{i \text{ пром}} + \sum P_{i \text{ тр}} + \sum P_{i \text{ с х}};$$

делением суммарного промышленного электропотребления на величину суммарного максимума промышленной нагрузки определяется средневзвешенная по энергосистеме величина числа часов использования максимума промышленными предприятиями, транспортом и сельским хозяйством — $h_{\text{пром}}$:

$$h_{\text{пром}} = \varepsilon_{\text{пром}}^{\text{год}} / P_{\text{мах пром}} = \sum \varepsilon_{i \text{ пром}}^{\text{год}} / \sum P_{i \text{ пром}};$$

определяется удельный вес коммунально-бытовой нагрузки в общем полезном электропотреблении:

$$\alpha_{кб} = \varepsilon_{\text{ком быт}}^{\text{год}} / \varepsilon_{\text{пол сист}}^{\text{год}},$$

где $\varepsilon_{\text{пол сист}}^{\text{год}} = \varepsilon_{\text{пром}}^{\text{год}} + \varepsilon_{\text{ком быт}}^{\text{год}}$;

по $h_{\text{пром}}$ и $\alpha_{кб}$ определяется число часов использования максимума нагрузки энергосистемы $h_{\text{сист}}$ (для определения $h_{\text{сист}}$ используются обобщенные характеристики, связывающие $h_{\text{сист}}$, $h_{\text{пром}}$ и $\alpha_{кб}$, рис. 3.6);

определяется суммарное электропотребление с учетом потерь в сетях:

$$\varepsilon_{\text{сист}}^{\text{год}} = \varepsilon_{\text{пол сист}}^{\text{год}} + \Delta \varepsilon_{\text{пот}};$$

зная $h_{\text{сист}}$ и $\varepsilon_{\text{сист}}^{\text{год}}$ находится годовой максимум нагрузки, который принимается в качестве зимнего максимума и применяется для построения зимнего суточного графика:

$$P_{\text{мах зим}} = \varepsilon_{\text{сист}}^{\text{год}} / h_{\text{сист}};$$

по типовой характеристике для определенного географического района по $h_{\text{сист}}$ находится коэффициент $\alpha_{\text{летн}}$ — коэффициент, характеризующий степень снижения летней нагрузки против зимней и находится летний максимум (рис. 3.7):

$$P_{\text{мах летн}} = \alpha_{\text{летн}} P_{\text{мах зим}},$$

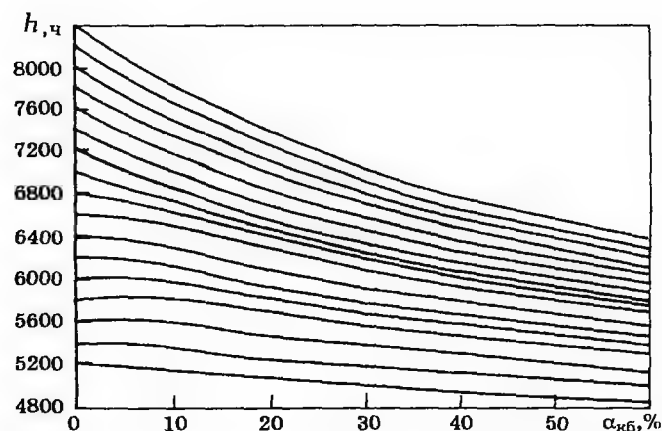


Рис. 3.6. Зависимость числа часов использования максимальной нагрузки энергосистемы от удельного веса коммунально-бытовой нагрузки

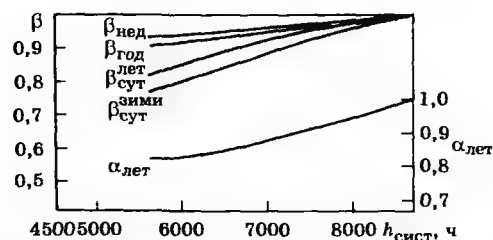


Рис. 3.7. Показатели графиков нагрузки энергосистемы

который используется для построения летнего суточного графика нагрузки энергосистемы;

по обобщенным характеристикам для найденного значения $h_{\text{сист}}$ находят значения плотности суточного графика $\beta_{\text{сут}}$ (для зимних и летних суток).

Электрическая часовая нагрузка энергосистемы, выраженная в относительных единицах определяется по формуле: $P'_i = a \beta_{\text{сут}} + v$, отдельно для зимнего и отдельно для летнего суточного графика, где $\beta_{\text{сут}}$ — коэффициент заполнения (плотности) суточного графика нагрузки; a, v — коэффициенты, зависящие от сезона года и географического района, установленные на основании анализа и обобщения большого количества графиков нагрузки.

Используя типовые суточные графики в относительных единицах и полученные значения P_{max} для зимних и летних суток, находятся часовые значения нагрузок и строятся суточные графики для зимних и летних суток в МВт.

Каждый из рассмотренных методов построения суточных графиков электрической нагрузки энергосистемы имеет свои преимущества и недос-

татки. Интегральный метод наиболее трудоемок, требует обширной информации, но в то же время дает возможность провести анализ влияния конфигураций графиков электрической нагрузки отдельных групп потребителей на суммарный суточный график нагрузки энергосистемы. Метод «обобщенных характеристик» менее трудоемок, но не позволяет проводить анализ влияния режимов отдельных групп потребителей. Синтезированный метод занимает промежуточное место.

Построение годовых графиков нагрузки

Основой для построения годового графика (рис. 3.8) служит суточный график нагрузки. Статические значения месячных максимумов определяются по формуле

$$P_{\text{max } i} = P_{\text{max } 6} + \frac{P_{12} - P_6}{2} \left(1 + \sin \frac{3 + i}{6} \pi \right),$$

где i — порядковый номер месяца (1, 2, 3 ... 12) (значение в скобках — эмпирически подобранный фактор, учитывающий изменение во времени освещенной и темной части суток по синусоидальному закону).

Кроме этого графика для баланса энергии и топлива системы строится годовой график среднемесячных нагрузок. Для построения годовых графиков среднемесячных нагрузок используются годовые графики максимальных месячных нагрузок и коэффициенты суточной и месячной неравномерности:

$$P_{\text{ср мес } i} = P_{\text{max } i} \beta_{\text{сут}} \sigma_{\text{мес}}.$$

Обычно $\sigma_{\text{мес}} = 0,96 - 0,97$; $\beta_{\text{сут}}$ изменяется по месяцам и могут быть определены при построении вспомогательного графика (рис. 3.9), используя

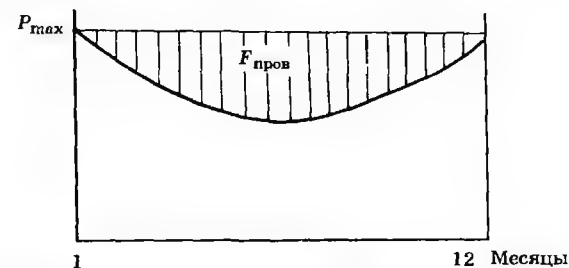


Рис. 3.8. Характер изменения нагрузки месячных максимумов

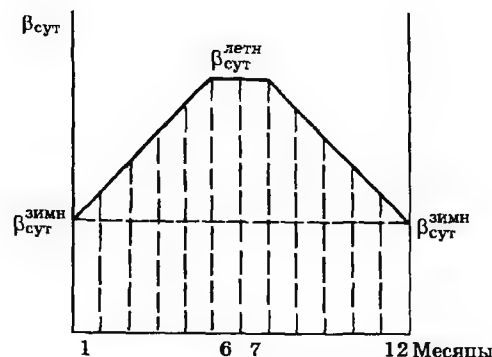


Рис. 3.9. Изменение значений коэффициента заполнения суточного графика

$\beta_{\text{летн}}^{\text{сут}}$ $\beta_{\text{зимн}}^{\text{сут}}$ для определенного числа часов использования максимума системы, расположенной в определенном географическом районе.

Провал годового графика максимальных месячных нагрузок (в основном весенне-летний период) используется для проведения капитальных ремонтов оборудования.

Годовые графики нагрузки энергосистемы могут быть статическими и динамическими. Динамический график (рис. 3.10) отражает внутригодовой рост нагрузки и может быть представлен как произведение статического графика на график внутригодового роста нагрузки.

Резервы мощности в энергетических системах. Совпадение во времени производства и потребления электроэнергии, а следовательно, невозможность «работы на склад» определяют необходимость постоянного резервирования находящихся в эксплуатации производственных мощностей.

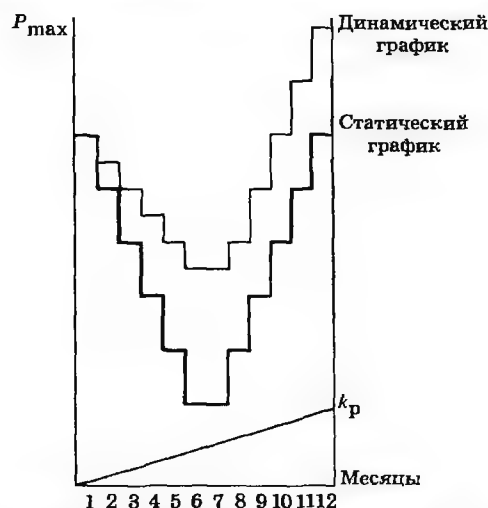


Рис. 3.10. Динамический годовой график нагрузки энергосистемы

Основная задача резервирования в энергетике — обеспечение максимальной надежности и бесперебойности энергоснабжения, а также стабильности качественных параметров энергии, как при аварийном выходе из строя агрегатов, так и при проведении плановых капитальных и текущих ремонтов оборудования.

Надежность энергетической системы характеризуется вероятностью бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией надлежащего качества. Надежность электроснабжения потребителей энергосистемы в %:

$$H = \frac{(\mathcal{E}_n - \Delta \mathcal{E})}{\mathcal{E}_n},$$

где $\mathcal{E}_n$ — отпуск электроэнергии при полном обеспечении потребителей; $\Delta \mathcal{E}$ — недоотпуск электроэнергии вследствие аварий и других случайных факторов ($H = 99,6$).

Нарушение электроснабжения может быть вызвано дефицитом мощности (из-за отключений генерирующего оборудования, линий электропередачи и т.п.), дефицитом энергоресурсов.

По степени надежности электроснабжения потребители разделяются на три категории. К первой — относятся потребители, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение особо важных элементов городского хозяйства. Потребители первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, и перерыв их электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического ввода резервного питания.

Ко второй категории относятся потребители, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей. Для потребителей второй категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала. Остальные потребители относятся к третьей категории, для них допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более одних суток.

Нарушение электроснабжения приводит к экономическому ущербу у потребителей. Надлежащий уровень надежности достигается за счет наличия общесистемного резерва мощности, которым маневрирует диспетчерская служба энергосистемы.

При недостатке резервов мощности в энергосистеме вынуждено повышается число часов использования установленной мощности станций. Хотя это и ведет к некоторому улучшению экономических показателей энер-

госитемы, но условия эксплуатации оборудования становятся более напряженными и надежность энергоснабжения снижается. Такого положения допускать не стоит, так как ущерб у потребителей от перерывов в энергоснабжении значительно выше экономических выгод энергосистемы.

Величина ущерба у потребителей зависит от вида выпускаемой продукции, технологических особенностей, мощности предприятия и продолжительности перерыва энергоснабжения и включает потери от недовыпуска, ухудшение качества и стоимости бракованной продукции, затрат на наладку и ремонт технологического оборудования, накладных расходов за период простоя цеха или предприятия. Недостаток мощности приводит к ухудшению качества энергии (снижаются напряжение и частота). Это отражается на световой отдаче ламп, скорости и моменте вращения двигателей, приводит к отклонению от заданных температурных режимов работы электротехнологического оборудования. В итоге снижается производительность и ухудшаются условия труда, снижается качество продукции, некоторые виды технологического оборудования вынужденно останавливаются.

Размер резерва мощности определяется с помощью расчетов исходя из структуры энергетического оборудования и развития межсистемных связей и внутрисистемных линий электропередачи. Создание крупных энергообъединений, соединенных между собой достаточно мощными линиями электропередачи, значительно повысило надежность электроснабжения потребителей. Определение необходимой и достаточной величины полного резерва энергообъединения должно основываться на анализе имеющегося опыта эксплуатации энергетических систем и энергообъединений, а также учитывать изменение условий эксплуатации, которые могут произойти в перспективе [8].

Необходимый резерв мощности энергосистемы складывается из следующих видов резервов:

нагрузочного $N_{\text{р нагр}}$,

аварийного $N_{\text{рав}}$,

ремонтного $N_{\text{рем}}$,

народнохозяйственного $N_{\text{рнх}}$

$$N_{\text{рез}} = N_{\text{р нагр}} + N_{\text{рав}} + N_{\text{рем}} + N_{\text{рнх}}.$$

В перспективных балансах мощности народнохозяйственный резерв предусматривает возможность предупреждения нарушения электробаланса в случаях непредвиденного повышения электропотребления по отраслям народного хозяйства. Величину народнохозяйственного резерва определить техническим расчетом невозможно. При составлении перспективных балансов мощности энергообъединения величина народнохозяйственного резерва принимается в размере 1—2 % от ожидаемого максимума нагрузки.

Нагрузочный (частотный) резерв — мощность, необходимая для поддержания в системе заданного уровня частоты при нерегулярных отклонениях (колебаниях) нагрузки. Значение этого резерва, как показывает опыт эксплуатации, зависит от масштаба и характера потребителей и обычно колеблется в пределах от 4—5 % для энергосистем с максимальной нагрузкой 3—5 млн. кВт, до 1—1,5 % — для объединенных энергосистем с нагрузкой, превышающей 25—30 млн. кВт. Чем больше установленная мощность энергосистемы, тем меньше в процентном отношении требуется нагрузочный резерв, и наоборот, чем меньше установленная мощность системы с относительно крупными потребителями энергии, тем больше должен быть удельный вес нагрузочного резерва.

Особенностью нагрузочного резерва является то обстоятельство, что он постоянно должен быть готов к использованию, и соответственно, размещается на вращающихся агрегатах. Для этого агрегаты электростанций, ведущих частоту, работают с некоторой недогрузкой. В качестве таких электростанций обычно используются крупные электростанции с высокомагнетронным оборудованием, в первую очередь гидроэлектростанции.

Величина нагрузочного резерва, необходимость которого вызвана нерегулярными отклонениями нагрузок ориентировочно подсчитывается по формуле

$$\Delta P_{\text{нерег}} = 0,01 P_{\text{max}} + 1,26 \sqrt{P_{\text{max}}},$$

где P_{max} — регулярный (расчетный) максимум нагрузки, (математическое ожидание средневзвешенной максимальной нагрузки энергосистемы в нормальные рабочие дни, какими считаются вторник, среда, четверг и пятница), МВт.

Ремонтный резерв необходим в энергосистеме для проведения планово-предупредительного ремонта (капитального и текущего) основного оборудования электрических станций без отключения потребителей и снижения надежности энергоснабжения. Для проведения текущих ремонтов на блочных тепловых и атомных электростанциях крупной энергосистемы ремонтный резерв мощности требуется практически в течение всего года. Текущий ремонт на ГЭС и ГАЭС, а также на тепловых электростанциях с поперечными связями проводится, как правило, в периоды сниженных нагрузок на этих станциях. Поэтому ремонтный резерв мощности для проведения текущего ремонта оборудования этих типов станций может не требоваться.

Резерв для обеспечения плановых текущих ремонтов может быть определен по выражению

$$N_{\text{ртр}} = \sum_1^m N_{\text{ед агр } j} n_{\text{агр } j} \frac{\alpha_{\text{тр } j}}{100},$$

где $N_{\text{ед агр } j}$ — единичная мощность агрегатов энергосистемы, МВт; m — количество групп однотипных агрегатов, шт; $\alpha_{\text{тр } j}$ — норматив на текущий ремонт в j -й группе агрегатов (среднегодовое относительное снижение мощности j -й группы оборудования в связи с проведением текущих ремонтов), %.

Численные значения $\alpha_{\text{тр}}$ в % мощности соответствующих типов агрегатов следующие:

ТЭС с поперечными связями, %	2
ТЭЦ с агрегатами 100—175 МВт, %	3,5—4,5
КЭС с блоками:	
100—300 МВт, %	4,0—5,0
500—1200 МВт, %	5,5—6,5
АЭС, %	4,0—6,0
ГТЭС, %	2

На величину ремонтного резерва для проведения капитального и среднего ремонта большое влияние оказывает конфигурация годового графика нагрузки энергосистемы и характер внутригодового роста ее располагаемой мощности. Основная часть капитальных ремонтов в энергосистеме производится летом, с тем чтобы использовать в этот период года сезонное снижение максимумов нагрузки. В связи с этим необходимая величина резерва для этих целей зависит от «глубины летнего провала» годового графика максимумов нагрузки энергосистемы. Чем глубже этот провал, тем при прочих равных условиях потребуется меньший ремонтный резерв ($N_{\text{рез к р}}$).

Резерв для проведения капитального и среднего ремонта определяется по выражениям:

$$N_{\text{рез к р}} = \frac{F_{\text{треб рем}} - F_{\text{пр}} k_{\text{пр}}}{12 - t_{\text{рем рез}}}$$

или

$$N_{\text{рез к р}} = \frac{\left(\sum_1^m N_{\text{ед агр } j} n_{\text{агр } j} t_{\text{кр } j} \right) - F_{\text{пр}} k_{\text{пр}}}{12 - t_{\text{рем рез}}},$$

где $F_{\text{пр}}$ — площадь провала графика нагрузки, МВт·мес (см. рис. 3.8); $F_{\text{треб рем}}$ — требуемая для проведения плановых капитальных ремонтов площадь провала в годовом графике нагрузки, МВт·мес;

Если $F_{\text{пр}} > F_{\text{треб рем}}$, то специального резерва для обеспечения капитальных ремонтов не требуется.

m — количество групп однотипных агрегатов, шт; $t_{\text{кр } j}$ — среднегодовая продолжительность простоя j -й группы оборудования в капитальном ре-

монте, мес; $n_{\text{агр } j}$ — количество однотипных агрегатов в каждой группе, шт; $k_{\text{пр}}$ — коэффициент использования площади провала (принимается равным 0,9—0,95); $t_{\text{рем рез}}$ — продолжительность простоя в ремонте ремонтного резерва.

Площадь провала годового графика уменьшается за счет сезонного снижения используемой мощности отдельных типов электростанций. Для приближенных расчетов можно считать, что в летний период используемая мощность ГАЭС уменьшается на 30—40 %, ТЭЦ — на 10 %, ГТЭС — на 25 %.

Площадь провала годового графика регулярных динамических максимумов нагрузки при условии равномерного ввода мощностей определяется по выражению

$$F_{\text{пр}} = \sum (N_{\text{расп мес } i}^{\text{усл}} - P_{\text{тах мес } i}^{\text{дин}}) 1 \text{ мес},$$

где $N_{\text{расп мес } i}^{\text{усл}}$ — условная располагаемая мощность системы в i -м месяце года, с учетом (условно) ежемесячного равномерного ввода мощности, МВт; $P_{\text{тах мес } i}^{\text{дин}}$ — регулярный динамический максимум нагрузки в i -м месяце года, МВт.

Ежемесячный равномерный ввод мощности составляет 1/12 часть от годового ввода:

$$\Delta N_{\text{год}} = P_{\text{тах 12 мес}}^{\text{дин}} - P_{\text{тах 1 мес}}^{\text{дин}},$$

где $\Delta N_{\text{год}}$ — годовой ввод мощности, МВт; $P_{\text{тах 12 мес}}^{\text{дин}}$, $P_{\text{тах 1 мес}}^{\text{дин}}$ — величина максимальной нагрузки 12 и 1 месяца года в динамическом графике нагрузки.

Величина суммарного ремонтного резерва энергосистемы включает

$$N_{\text{рем рез}} = N_{\text{рез т р}} + N_{\text{рез к р}}.$$

В зависимости от масштабов энергосистемы величина ремонтного резерва (по мощности) принимается в пределах 3—5 % от максимальной нагрузки.

Аварийный резерв должен компенсировать снижение суммарной мощности, вызванное вынужденным аварийным простоем оборудования из-за его повреждения. Причинами аварий могут быть дефекты изготовления, монтажа или ремонта оборудования, стихийные явления (гроза, ураган, наводнение и т.п.), ошибки эксплуатационного персонала и др. Большое количество причин аварий и разнообразие взаимосвязанного оборудования в энергосистеме приводит к необходимости использовать укрупненные вероятностные методы расчета аварийного резерва. Задача сводится к необходимости такой экономической целесообразной величины резерва, на соблюдение и эксплуатацию которого не потребуется слишком больших за-

трат, но благодаря которому ущерб от недоотпуска энергии потребителям будет наименьшим.

На величину необходимого аварийного резерва энергосистемы оказывает влияние:

структура генерирующих мощностей (с большим удельным весом ГЭС в системе снижается потребность в аварийном резерве);

продолжительность периода максимальных нагрузок в графике нагрузки энергосистемы (с ростом этого периода и повышением коэффициента заполнения пиковых и полупиковых частей суточных графиков нагрузки увеличивается необходимый аварийный резерв мощности);

пропускная способность внутрисистемных и межсистемных связей, а также связей между ОЭС.

В объединении энергосистем расчетный аварийный резерв снижается по сравнению с суммой его расчетных значений для каждой отдельной энергосистемы за счет возможностей аварийной взаимопомощи систем.

Аварийный резерв предназначен для быстрого ввода генерирующих мощностей взамен выбывшей из строя в результате аварии на станции и в линиях передачи. Величина аварийного резерва должна приниматься исходя из общей мощности всей энергосистемы, числа установленных на электростанциях агрегатов и быть не меньше мощности самого крупного агрегата в системе.

В ЭНИНе имени Г.М. Кржижановского совместно с Северо-Западным отделением института «Энергосетьпроект» была разработана с помощью программы для ЭЭС ЭВМ методика по определению значения аварийного резерва методами теории вероятностей при представлении нагрузки системы в виде случайной величины.

Приближенно значение аварийного резерва может быть определено по упрощенной методике. Для этих целей используются, разработанные в институте «Энергосетьпроект» обобщенные характеристики удельного аварийного резерва, которые дают зависимость удельного аварийного резерва каждого типа агрегатов $r_{уд i}$ от их единичной мощности, выраженной в % от максимума нагрузки системы $P_{уд ед i}$ и от аварийности агрегатов q .

Указанные характеристики получены в результате обобщения расчетов аварийного резерва энергосистем на ЭВМ для индекса надежности 0,996 и с учетом влияния конфигурации графиков нагрузки на значение резерва.

Под аварийностью « q » следует понимать среднюю длительность аварийного простоя агрегата, отнесенную к календарному времени его работы в течение года, т.е. расчетную вероятность нахождения агрегата в аварии. На основании статистики аварий в электроэнергетике рекомендуется принимать следующие значения расчетной аварийности агрегатов: для ГЭС — 0,005, для ТЭС с поперечными связями — 0,02, для КЭС с агрегатами: К-200 — 0,045, К-300 — 0,055, К-500 — 0,055—0,07 (после пяти лет эксплуатации). В первые годы эксплуатации аварийность агрегатов выше.

Для определения величины аварийного резерва оборудование энергосистемы группируется по единичной мощности и показателям аварийности. Величина удельной единичной мощности агрегатов определяется по формуле

$$N_{уд ед} = N_{ед агр} / P_{\max 12 \text{ мес}}^{\text{дин}}$$

где $N_{ед агр}$ — единичная мощность агрегатов, МВт; $P_{\max 12 \text{ мес}}^{\text{дин}}$ — регулярный зимний динамический максимум нагрузки энергосистемы (за декабрь месяц), МВт.

По кривым удельного резерва $r_{уд} = f(N_{уд ед})$ и величине q определяется величина $r_{уд}$ для каждой группы агрегатов (рис. 3.11).

При известном значении $r_{уд i}$ величина резерва для каждой группы может быть определена по формуле

$$N_{рез j} = N_{ед агр j} n_{агр j} \frac{r_{уд j}}{100},$$

где $n_{агр j}$ — количество однотипных агрегатов в группе j .

Аварийный резерв энергосистемы определяется суммированием аварийных резервов отдельных групп агрегатов. С учетом конкретных специфических условий энергосистемы, в том числе темпов и масштабов ее развития, структуры потребителей энергии и т.п. производится уточнение аварийного резерва энергосистемы.

Приведенная методика расчета необходимого резерва мощностей полностью применима для условий изолированно работающей энергосистемы.

В условиях объединения энергосистем имеет место снижение потребности в аварийном резерве за счет взаимопомощи энергосистем в аварийных ситуациях с учетом того, что вероятность совпадения расчетных максимальных аварий в энергосистемах, входящих в состав объединения, является очень малой величиной. Реализация эффекта совмещения возможна

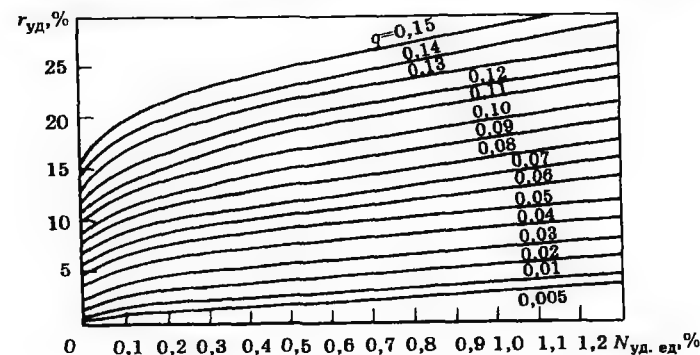


Рис. 3.11. Характеристика «удельного резерва»

лишь при наличии между энергосистемами сетевых связей соответствующей пропускной способности. При отсутствии связей расчетный аварийный резерв объединения равен сумме резервов изолированно работающих энергосистем. Целесообразность сокращения резерва за счет объединения энергосистем, зависит от соотношения затрат на усиление сетевых связей между энергосистемами и затрат на резервную мощность. Распределение сокращенного резерва между энергосистемами в объединении зависит от характера связей данной энергосистемы с другими системами и условий формирования балансов мощности отдельных энергосистем.

Очень важен вопрос размещения аварийного и ремонтного резервов на станциях и агрегатах различных типов. Определяющими факторами для размещения резервов — структура и мощность системы, энергоэкономическая характеристика входящих в нее станций и агрегатов. Основным качеством оборудования, которое предназначается для аварийного резервирования, — его мобильность. По степени мобильности принято различать следующие виды резервов:

вращающийся и горячий, сосредоточенный на агрегатах тепловых станций, работающих со значительной недогрузкой или на холостом ходу. Сроки его ввода на ТЭС измеряются несколькими минутами. При размещении этого вида резерва на ГЭС, ее агрегаты могут работать в режиме синхронного компенсатора или даже быть остановлены, поскольку ввод агрегата из остановленного состояния не превышает одну минуту. Вращающийся резерв используется для аварийного резервирования и автоматического поддержания частоты, горячий — для покрытия плановой пиковой нагрузки;

холодный резерв размещается на выведенных из работы энергетических агрегатах. Время ввода в строй этого вида резерва в зависимости от типов и размеров турбин и котлов, вида топлива и степени автоматизации оборудования колеблется от десятков минут до нескольких часов. Холодный резерв используется для резервирования выводимого в ремонт оборудования и в качестве аварийного резерва второй очереди. В качестве холодного резерва нередко используются малоэкономичные конденсационные и теплофикационные турбины с отопительным отбором, останавливаемые на лето.

Вращающийся, горячий и холодный резервы вместе составляют эксплуатационный резерв системы, находящийся в распоряжении ее диспетчера.

Размещение резервов в агрегатах на станциях системы изменяется и в течение года. Так, в маловодные периоды года для системного резервирования целесообразно использовать ГЭС. Наоборот, в многоводные периоды года гидростанции используют в базисе суточного и сезонного графиков нагрузки системы. В этом случае резерв переносят на наиболее мобильные тепловые станции с учетом их экономичности.

Приходная часть баланса включает располагаемую мощность собственных электростанций энергосистемы и мощность получаемую от других энергосистем.

Как правило, располагаемые мощности электростанций существенно отличаются от их установленных мощностей.

Под установленной мощностью электростанций понимается сумма номинальных (заводских или перемаркированных) мощностей всех установленных и находящихся в эксплуатации генераторов (агрегатов). При этом, если на электростанциях имеются отдельные агрегаты, обслуживающие ее собственные нужды, то их мощности также являются частью установленной мощности. Если номинальная мощность генератора меньше номинальной мощности турбины, установленная мощность агрегата определяется по номинальной мощности генератора. Соответственно установленная мощность энергетической системы равна сумме установленных мощностей всех электростанций входящих в нее.

Располагаемая мощность ($N_{расп}$) электростанций — это установленная мощность за вычетом разрывов и ограничений электрической мощности.

Снижение мощности из-за несоответствия между отдельными элементами электростанции — называемыми *разрывами мощности*. Причины этих несоответствий могут быть:

- дефекты — конструктивные и технологические недостатки основного и вспомогательного оборудования;
- недостаточная производительность механизмов собственных нужд (тягодутьевых, устройств золоудаления, пылеприготовления и т.п.);
- недостаточная производительность топливоподачи;
- несоответствие используемого топлива топочным устройствам и другим элементам котлоагрегата;
- недостаточная производительность котельной установки;
- недостаточная мощность повышающей подстанции;
- ограниченная пропускная способность сетевых связей для выдачи мощности электростанций.

Ликвидация таких постоянных разрывов мощности связана с необходимостью замены и реконструкции оборудования и сооружений, вложения определенных средств и проведения строительно-монтажных работ.

Режимные и технологические ограничения мощности, имеющие временный, локальный характер и вызываемые отклонением фактических условий эксплуатации электростанций от проектных. К таким ограничениям могут относиться ухудшение качества топлива, повышение температуры охлаждающей на тепловых электростанциях воды, понижением уровня воды на водохранилищах ГЭС при изменении водности года, недостаточными тепловыми нагрузками (для турбин с противодавлением) либо превышением по сравнению с проектными отборами пара на теплофикационных электростанциях, приводящих к снижению их электрической мощности.

Недоиспользование мощности агрегатов электростанции на головных образцах в период освоения.

Недоиспользование мощности ГЭС по условиям «вписывания» в график нагрузки энергосистемы при заданных размерах их гарантированной энергоотдачи в расчетных маловодных условиях.

Указанные ограничения образуют так называемую связанную мощность $N_{\text{связ}}$.

Таким образом,

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{расп}} + N_{\text{связ}}.$$

На величину располагаемой мощности заметное влияние оказывает учет демонтажа, реконструкция действующего энергетического оборудования, а также вывод части агрегатов в ремонт или испытания. Располагаемая мощность за вычетом снижения мощности, вызванного перечисленными факторами, называется рабочей (диспетчерской) мощностью и определяется по формуле:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{расп}} - N_{\text{дем}} - N_{\text{рек}} - N_{\text{рем (исп)}}.$$

Таким образом, принимая во внимание предыдущие выражения, получаем

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{рем}} + N_{\text{дем}} + N_{\text{рек}} + N_{\text{связ}}.$$

Это выражение справедливо как для отдельной электростанции, так и для системы в целом. Из сказанного нетрудно видеть, что при проектировании всякое перераспределение установленной мощности системы между ГЭС и ТЭС (включая АЭС) должно сопровождаться сохранением соответствующего баланса. В этом случае уменьшение установленной мощности ГЭС повлечет за собой соответствующее увеличение установленной мощности ТЭС и наоборот.

Часть установленной мощности ГЭС, которая не может быть уменьшена без соответствующего увеличения мощности ТЭС (или АЭС), носит название вытесняющей мощности:

$$N_{\text{выт ГЭС}} = N_{\text{раб ГЭС}}^{\text{max}} + N_{\text{рез ГЭС}},$$

где $N_{\text{рез ГЭС}}$ — мощность ГЭС, находящаяся в резерве.

В энергетических системах в некоторых случаях выгодно иметь установленную мощность несколько больше вытесняющей мощности. В этом случае дополнительная мощность используется для замены части мощности энергосистемы, которая по каким-либо причинам не имеет нагрузки и, следовательно не работает. Указанная дополнительная избыточная мощность системы называется дублирующей.

Дублирующую мощность обычно устанавливают на ГЭС с низким уровнем зарегулированности стока. Дублирующая мощность на таких ГЭС позволяет получить дополнительную сезонную выработку электроэнергии в

период паводка и следовательно уменьшить выработку энергии тепловыми электростанциями, т.е. получить экономию топлива.

Полную установленную мощность системы можно определить равенством:

$$N_{\text{уст сист}} = \sum N_{\text{раб эл ст}}^{\text{max}} + \sum N_{\text{рез эл ст}} + \sum N_{\text{дубл эл ст}}.$$

Баланс по мощности энергосистемы может быть записан в виде

$$N_{\text{расп сист}} = N_{\text{раб сист}} + N_{\text{рез сист}}.$$

Вопросы для повторения

1. Общая характеристика энергетического баланса.
2. Расчет расходной части энергетического баланса.
3. Что отражает приходная часть баланса электроэнергии?
4. Какие виды суточных графиков электрической нагрузки существуют и какие показатели характеризуют их конфигурацию?
5. Что отражают недельные, месячные и годовые графики нагрузки и их показатели?
6. Какие методы используются для построения совмещенных графиков нагрузки энергосистемы?
7. В чем сущность метода обобщенных характеристик для расчета совмещенного графика нагрузки энергосистемы?
8. Виды резервов в энергосистеме и их назначение.
9. Характеристика упрощенного метода определения аварийного резерва энергосистемы.

Глава 4

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ

4.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Основные понятия и этапы прогнозирования. Прогнозирование — вид познавательной деятельности людей, направленный на вероятностное суждение о будущем и, соответственно, исследование будущего.

Прогнозирование может быть краткосрочным, среднесрочным, долгосрочным и весьма долгосрочным. Оно определяется в основном по своему содержанию и характеру оценок исследуемого объекта.

По прогнозируемым периодам принято следующее деление:

краткосрочное прогнозирование — прогнозирование, увязанное с оперативным и текущим планированием, охватывающее период от нескольких суток до нескольких лет (оперативный прогноз основан на предположении, что в прогнозируемый период на исследуемом объекте не происходит существенных качественных изменений, это могут быть почасовые, суточные, недельные прогнозы, например прогноз суточных и годовых графиков электрической и тепловой нагрузки, приточности воды в водохранилищах ГЭС, оказывающей влияние на использование тепловых электростанций, и др.);

среднесрочное прогнозирование — прогнозирование на период, определяемый реализацией известных в настоящее время технических решений и составляющий период от 5 до 10 лет (за это время возможны проектирование, сооружение и ввод в эксплуатацию объектов, реализующих известные технические идеи);

долгосрочное прогнозирование — прогнозирование на период, увязанный с долгосрочными программами народного хозяйства в целом, например программы развития предприятия или отрасли на 15—20 лет, увязанный с перспективными планами развития народного хозяйства;

весьма долгосрочное прогнозирование — прогнозирование на отдаленный период, когда могут быть реализованы принципиально качественно новые идеи.

Указанные различия между задачами краткосрочного и среднесрочного прогнозирования приводят к необходимости решать их разными методами.

В первом случае это методы экспоненциального сглаживания, впервые предложенные в [9], а во втором — методы выравнивания и экстраполяции так называемых трендов.

Статистическое прогнозирование за рубежом стало неотъемлемой частью экономической деятельности любой самостоятельной единицы, от мелкой фирмы до компаний-гигантов. Наибольшее практическое распространение, особенно в США, получили методы краткосрочного прогнозирования спроса, встроенные в более общую систему автоматического контроля управления запасами.

В условиях перехода экономики страны на рыночные отношения особую значимость приобретает решение задач краткосрочного и среднесрочного прогнозирования показателей производственно-хозяйственной деятельности (ППХД) в энергетических объединениях, а именно: объема потребления электрической и тепловой энергии в энергообъединении, стоимости, реализации, прибыли.

Для повышения достоверности прогнозов следует основываться на современных экономико-математических методах, которые позволяют наиболее полно раскрывать изучаемые процессы экономики энергетических объединений, использовать современные средства вычислительной техники, в том числе персональные ЭВМ.

Применение экономико-математического моделирования в практике прогностических и плановых расчетов позволяет снизить их трудоемкость, повысить точность и научную обоснованность бизнес-плана, теснее связать различные стадии управления производством, экономикой и финансами.

В настоящее время задачи прогнозирования показателей производственно-хозяйственной деятельности решаются на двух этапах:

прогнозирование как подготовительный этап формирования плановых заданий;

прогнозирование результатов выполнения планового задания при внешних воздействиях.

Место прогнозирования в задачах управления энергетического объединения. Прогнозы работы энергетического объединения являются важной частью прогнозов функционирования ОЭС ЕЭЭС, а также региональных топливно-энергетических комплексов страны. Основная задача прогнозов — определение предстоящих изменений свойств системы и связанных с этим направлений повышения эффективности работы отдельных подразделений энергообъединения.

Энергетическое объединение — большая динамическая система, охарактеризованная следующими признаками:

большое число показателей, определяющих процесс функционирования системы и его результаты;

целенаправленное функционирование;

организация взаимодействия отдельных элементов системы с учетом заданной иерархии для достижения поставленных целей;

в связи с этим управление функционированием системы осуществляется в условиях неопределенности [11].

При исследовании развития и функционирования больших систем широко распространен системный подход. Особенность его применения, состоит в том, что каждое состояние исследуемого объекта и их совокупность рассматривается во взаимосвязи, преемственности и развитии. Сложные объекты при этом исследуются как иерархически построенное единство открытых систем, причем любые обоснованные решения внутри должны учитывать их влияние на смежные элементы и связи.

Применение системного подхода к прогнозированию развития больших систем предполагает решение следующих задач:

постановка целей прогнозирования и нахождение оптимального сочетания таких целей;

определение путей и средств достижения этих целей через выявление связей и исследование взаимодействия учитываемых факторов и прогнозируемых явлений в количественной форме;

взаимная увязка целей и средств их достижения с потребностью в ресурсах, учитывая ограниченность последних.

Главный инструмент прогнозирования в условиях системного подхода — анализ и синтез исследуемой системы.

Прогнозы рассматриваются как важный «инструмент» и источник дополнительной информации для совершенствования системы планирования и анализа. Связь между планированием и прогнозированием обусловлена единством задач и информационной базы, общностью их принципа.

Постановка задач при планировании и прогнозировании несмотря на их общность, различна. *План* — директивный документ и содержит, как правило, одно (оптимальное) решение, ресурсы жестко ограничены. *Прогноз*, в отличие от плана, представляет набор альтернатив, так как ресурсы определяются здесь на основе вероятностных оценок. Пути и средства достижения поставленных целей могут различаться.

Ценность прогнозов не только и не столько в повышении точности планов, как в предвидении изменения ситуации и качественных сдвигов в функционировании изучаемых систем, что повышает обоснованность плановых решений.

Характер развития больших энергетических систем в условиях экономической реформы и перехода на рыночные отношения не позволяет использовать в задачах планирования и прогнозирования только экстраполяционные оценки. Их необходимо дополнить проведением многовариантных расчетов с использованием различных критериев, выделяя основные прогнозируемые гипотезы — «оптимистическую», «среднюю» и «осторожную», либо корректировать полученные прогнозы с учетом текущей информации. Для решения поставленной задачи перспективным направлени-

ем является построение адаптивных (самоадаптирующихся) моделей, позволяющих отслеживать изменения изучаемого явления.

Например, в качестве основы для прогнозирования потребности в электро- и теплоснабжении по России и регионам использован оптимистический сценарий развития экономики.

Он предполагает финансовую стабилизацию и снижение инфляции до 1,5 % в месяц в течение 1997 г., создание благоприятного инвестиционного климата, усиление государственного регулирования в экономике, стимулирование производства, защиту внутреннего рынка, сдерживание безработицы. Предполагается, что восстановление промышленного производства будет происходить на фоне перестройки его структуры в пользу прогрессивных отраслей и производств. Этому будет способствовать реализация Федеральной целевой программы конверсии оборонной промышленности. Спрос на электроэнергию в данном варианте в 2005 г. составит 1052 млрд. кВт·ч электроэнергии и отпуск тепла от электростанций РАО «ЕЭС России» и Ленэнерго 800 млн. Гкал.

В области энергетики этот сценарий предполагает максимальное использование экономических стимулов, законодательно-нормативных и организационных мер для обеспечения прибыльности электроэнергетики, осуществления рациональной тарифной политики и интенсификации энергосбережения уже в ближайшие годы.

Анализ методов прогнозирования выделяет три основных вида, взаимно дополняющих друг друга :

экспертный метод, основанный на предварительном сборе информации (анкетирование, опрос) и ее обработке, а также мнениях экспертов, относительно поставленной задачи прогнозирования;

экстраполяция, т.е. изучение предшествующего развития (ретроспективы) и перенесение обнаруженных закономерностей развития в прошлом и настоящем в будущее;

моделирование, заключающееся в построении моделей из объекта в свете ожидаемых или намеченных изменений в его структуре и тенденциях функционирования.

В вопросах функционирования энергетических объединений большое значение имеют краткосрочные прогнозы, предшествующие выработке управленческих решений на месяц, квартал и год вперед.

4.2. СТАТИСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ И МОДЕЛИ КРАТКОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Прогнозирование стационарных показателей. Под стационарным понимается такой показатель, значения которого меняясь со временем, не изменяют среднего на достаточно большом отрезке времени.

Каждый прогноз характеризуется двумя основными показателями: значением прогнозируемого показателя на будущий момент времени и стандартным отклонением прогноза, характеризующим разброс прогнозируемого значения вокруг реального.

База прогноза — объем выборки наблюдаемых значений прогнозируемого показателя за определенный период времени. С увеличением длины периода увеличивается объем выборки и уменьшается влияние отдельных колебаний прогнозируемого показателя на величину прогноза. В то же время с увеличением длины периода уменьшается и скорость приспособления метода прогнозирования к фактическим колебаниям в данных. Баланс между этими двумя эффектами достигается выбором подходящего интервала наблюдения за показателем или базой прогноза.

Для удовлетворительного краткосрочного прогнозирования необходимо, чтобы в течение двух единиц длины наблюдаемого периода имелось в наличии хотя бы одно наблюдение.

Число единиц времени, на которое делается прогноз, называется горизонтом прогнозирования.

Традиционным методом прогнозирования будущего значения является усреднение n его прошлых значений d — *нахождение скользящего среднего*:

$$m_t = \frac{1}{n} \sum_{i=t}^{t-n+1} d_i$$

или

$$m_t = m_{t-1} + \frac{1}{n} (d_t - d_{t-1}).$$

Таким образом, текущее значение скользящего среднего отличается от предыдущего на величину $1/n$ разности текущего значения показателя и его значения на момент времени, сдвинутого на n единиц назад.

Если прогноз делается на несколько периодов вперед, то при поступлении новых данных прогноз на последующие периоды может быть скорректирован.

Недостаток этого метода — все наблюдения имеют одинаковый удельный вес.

Указанный недостаток устраняется при расчете скользящего среднего с разными удельными весами, убывающими во времени по экспоненциальному закону — *нахождение экспоненциально-взвешенного среднего*.

Этот ряд определяется следующим образом:

$$\alpha + \alpha(1-\alpha) + \alpha(1-\alpha)^2 + \dots + \alpha(1-\alpha)^n.$$

Сумма ряда стремится к единице, а члены убывают со временем.

Уравнение, определяющее экспоненциально взвешенное среднее запишем в виде

$$u_t = u_{t-1}(1-\alpha) + \alpha d_t.$$

Экспоненциально взвешенное среднее имеет ряд преимуществ перед скользящим средним. Для построения прогноза по экспоненциально взвешенному среднему необходимо задать лишь начальную оценку прогноза, дальнейшее прогнозирование возможно незамедлительно по поступлении свежих данных. Поэтому нет необходимости заново строить процедуру вычисления прогноза, как это было необходимо по методу скользящего среднего, а лишь достаточно знать прошлое значение прогноза и текущее фактическое значение.

Типичные значения α , используемые в области экономического прогнозирования лежат в пределах от 0,05 до 0,3. Длина усреднения n в зависимости от выбранной чувствительности α определяется по формуле [10]:

$$n = 2 \left(\frac{1-\alpha}{\alpha} \right) - 1.$$

Чем выше α , тем выше чувствительность среднего, чем ниже α , тем устойчивее становится экспоненциально взвешенное среднее.

Прогнозирование нестационарных показателей. Нестационарными являются показатели, у которых среднее не остается постоянным, а меняется со временем. Изменяющееся среднее принято называть *трендом*. Тренды различаются по характеру и типу.

По характеру тренды делятся на линейные, сезонные, смешанные сезонно-линейные.

Линейным трендом называют такой закон изменения среднего, при котором среднее возрастает или убывает со временем по линейной зависимости.

Тренд называется *сезонным*, если среднее изменяется циклически в соответствии с некоторым временным циклом. В большинстве случаев этот временной цикл не изменяется в течение года, причем среднее за каждый месяц по сравнению со средним за весь год может и падать и подниматься.

Комбинация из двух рассмотренных представляет *смешанный сезонно-линейный тренд*.

По типу тренды делятся на аддитивные, мультипликативные и комбинированные.

В *аддитивных* — фактические значения отклоняются от среднего в положительную или отрицательную сторону приблизительно на одинаковую величину.

В *мультипликативных* трендах или трендах отношений уменьшение фактического значения составляет приблизительно одинаковый процент относительно среднего, определяемого характером тренда.

Комбинированные — являются комбинацией аддитивных и мультипликативных трендов.

При описании тренда любого показателя необходимо задать характер тренда и его тип, причем характер определяет среднее значение, а тип тренда — отклонение от среднего.

Показатель с *линейно-аддитивным* видом тренда имеет среднее, которое увеличивается (или убывает) приблизительно на одну и ту же величину с каждым моментом времени, а разброс отклонений фактических значений вокруг тренда приблизительно постоянен.

В случае *линейно-мультипликативного* тренда и среднее и разброс являются функцией времени, причем разброс, как правило, увеличивается со временем. Значение показателя при таком тренде превзойдет (или будет меньше) предыдущего значения приблизительно на один и тот же процент во всем рассматриваемом промежутке времени. При этом со временем увеличивается не только среднее, но и разброс индивидуальных значений вокруг среднего.

Комбинация *линейного и сезонно-аддитивного тренда* может описывать также ситуацию чисто сезонного тренда без линейного элемента. Однако в общем случае для модели этого типа характерно присутствие сезонного тренда, который, в свою очередь, может линейно расти.

Комбинация *линейного и сезонно-мультипликативного тренда* описывает случай чисто сезонно-мультипликативного тренда без линейного роста. Как и для комбинации линейного и сезонно-аддитивного трендов, аналитическое исследование этого типа трендов предполагает возможность линейного роста.

Рассмотренные типы и характеры трендов чаще всего встречаются при прогнозировании показателей производственно-хозяйственной деятельности энергосистем.

При оперативном и краткосрочном прогнозировании рассматриваются только наиболее распространенные модели краткосрочного прогнозирования.

Линейно-аддитивная прогностическая модель. При этой модели тренда предполагается, что среднее прогнозируемого показателя d_t изменяется по линейной функции от времени:

$$d_t = \mu + \lambda_t t + \varepsilon_t,$$

где μ — среднее значение показателя; λ_t — скорость его роста; ε — ошибка с нулевым средним.

Для описания этой ситуации предлагается несколько моделей [9].

Метод Холта основывается на оценке параметра — степени линейного роста (или падения) показателя во времени. Скорость роста λ_t оценивается по показателю роста b_t , который вычисляется как экспоненциально взвешенное среднее разностей между текущими экспоненциально взвешенными средними значениями процесса u_t и их предыдущими значениями u_{t-1} .

Характерная особенность данного метода — вычисление текущего значения экспоненциально взвешенного среднего u_t включает вычисление предыдущего значения b_{t-1} адаптируясь, таким образом, к предыдущему значению линейного тренда.

Прогноз на τ моментов времени, т.е. $f_{t+\tau}$, вычисляется суммированием оценки среднего текущего значения u_t и ожидаемого показателя роста b_t , умноженного на число моментов времени прогнозирования τ , т.е.

$$f_{t+\tau} = u_t + b_t \tau,$$

где $u_t = A d_t + (1 - A) (u_{t-1} + b_{t-1})$,

$$b_t = B (u_t - u_{t-1}) + (1 - B) b_{t-1}. \quad (4.1)$$

Параметры A и B изменяются в пределах от нуля до единицы, рекомендуемые значения $A = 0,1$ и $B = 0,01$.

Один из недостатков этого метода — необходимость задания двух параметров (значения A и B могут задаваться произвольно).

Метод Холта с модификациями Муира. Муир доказал, что значение показателя роста b_t совпадает с оценкой коэффициента линейного тренда по методу наименьших квадратов. Другими словами, b_t минимизирует сумму квадратов отклонений фактических значений от тренда. Если прогноз осуществляется на большой промежуток времени, то

$$u_t = A d_t + (1 - A) u_{t-1},$$

тогда $f_{t+\tau} = u_t + b_t (1/A + \tau - 1)$, где b_t вычисляется на основе уравнения (4.1).

Метод адаптивного сглаживания Брауна. Этот метод предполагает, что если ряд значений анализируемого показателя можно описать некоторой моделью, то логичнее всего применять регрессионный анализ (когда минимизируется сумма квадратов) на основе взвешенной регрессии, т.е. большее внимание необходимо уделить более свежей информации.

Для модели линейно-аддитивного тренда оценка по взвешенному методу наименьших квадратов проводится следующим образом:

$$f_{t+\tau} = u_t + b_t \tau;$$

$$u_t = u_{t-1} + b_{t-1} + (1 - \gamma^2) e_t;$$

$$b_t = b_{t-1} + (1 - \gamma)^2 e_t;$$

$$e_t = d_t - f_t.$$

Рассмотренный метод взвешенной регрессии имеет ряд достоинств:

идея метода логична и понятна (минимизируется взвешенная сумма квадратов ошибок прогноза);

метод однопараметричен: параметр γ задает коэффициент дисконтирования, аналогичный параметру $1 - \alpha$ других методов;

коэффициенты прогностической модели оцениваются совместно, что уменьшает автокорреляцию;

в рамках прогностической системы этот метод требует простых вычислений, причем рекомендуется брать $\gamma = 0,8$.

Комбинация линейных и сезонно-аддитивных моделей трендов. В прогностической модели учитывается сезонность, как правило, посредством декомпозиции прогностических методов. При этом предполагается, характеристики динамики показателя, а именно стационарность, линейность и сезонность, могут быть разделены, изучены и оценены изолированно одни от других. Окончательный же прогноз будет осуществляться сведением прогнозов различных элементов в один.

При прогнозировании сезонного ряда необходимо определить, как изменение значения показателя в данный момент времени (на данный месяц) связано с изменением значения показателя, отстоящего на сезонный цикл (чаще всего равный одному году). А поскольку каждый момент времени принадлежит одному циклу, задача заключается в установлении формы сезонной зависимости. Как правило, для решения период наблюдения должен быть не менее четырех лет. Сезонные колебания численно описываются коэффициентами сезонности. Многие методы декомпозиции предполагают в какой-либо форме наличие линейного тренда, вследствие чего при построении прогноза учитывают связанный с этим линейный рост. Сезонный анализ данных без выделения и оценки линейного тренда привел бы к смещению коэффициентов сезонности, т.е. к отличию суммы этих коэффициентов за год от 12.

Сезонио-декомпозиционная прогностическая модель Холта-Винтера. Модель основана на применении метода экспоненциально взвешенного среднего значения текущего коэффициента сезонности F_t .

Оценка стационарного фактора (т.е. среднемесячного значения независимо от времени года) имеет вид

$$u_t = A \frac{d_t}{F_{t-L}} + (1-A)(u_{t-1} + b_{t-1}).$$

При этом предполагается, что ряд текущих значений d_t «очищен» от сезонности делением его на коэффициент сезонной декомпозиции (или просто сезонности), соответствующего моменту времени $t-L$, т.е. сдвинутому на L единиц времени назад. Значение этой оценки получается на предыдущих этапах декомпозиции.

Оценка линейного роста вычисляется на основе модели Холта:

$$b_t = B(u_t - u_{t-1}) + (1-B)b_{t-1}.$$

Оценка сезонного фактора. Коэффициент сезонности представляет отношение значения текущего наблюдения к среднестационарному значению, т.е. этот коэффициент в момент времени t равен d_t/u_t . Теперь можно

определить экспоненциально взвешенное среднее текущего значения коэффициента сезонности:

$$F_t = C \frac{d_t}{u_t} + (1-C) F_{t-1},$$

где C — постоянный коэффициент.

Меры точности прогноза определяются совокупностью показателей, рассматриваемых ниже:

сумма квадратов ошибок

$$D_{\Sigma} = \sum_{t=1}^{n-1} e_t^2,$$

$$e_t = d_t - f_t,$$

где d_t — фактическое значение; f_t — прогноз; e_t — ошибка прогноза;

средний квадрат ошибки (дисперсия)

$$D_t = \frac{1}{n} \cdot D_{\Sigma};$$

стандартное отклонение вычисляется как квадратный корень из дисперсии, которая в свою очередь определяется как «среднее квадратов ошибок»

$$\sigma_t = \sqrt{D_t},$$

где D_t — дисперсия; σ_t — стандартное отклонение.

Главная причина зависимости меры разброса от квадратов ошибок, а например, не просто от суммы ошибок в том, что возведение в квадрат делает результат положительным вне зависимости от того была ли первоначальная ошибка отрицательной или положительной. Для большинства прогнозов сумма ошибок стремится к нулю, т.е. положительные и отрицательные ошибки компенсируют одна другую.

Другая мера разброса — *среднее абсолютное отклонение ошибки*:

$$e_{\text{ср аб}} = \frac{1}{n} \sum_{t=0}^{n-1} |e_t|.$$

Для довольно большого класса статистических распределений значение стандартного отклонения несколько больше значения среднего абсолютного отклонения и строго пропорционально ему. Константа пропорциональности для различных распределений колеблется от 1,2 до 1,3. Для нормального распределения эта величина равна 1,2533, поэтому можно записать

$$\sigma_t = 1,25 e_{\text{аб ср}}$$

Стандартное отклонение — основной показатель точности прогноза. При относительно малом горизонте прогнозирования можно с достаточной уверенностью утверждать, что будущее значение прогнозируемого показателя попадет в интервал плюс или минус два стандартных отклонения от прогнозируемого показателя.

Среднеабсолютная процентная ошибка. Как следует из названия — это среднее абсолютных значений ошибок прогноза, выраженных в процентах относительно фактических значений показателя:

$$e_{\text{ср аб}}^{\text{проц}} = \frac{1}{n} \sum_{t=0}^{n-1} \frac{|e_t|}{d_t} 100.$$

Этот показатель, как правило, используется для сравнения точности прогнозов разнородных объектов прогнозирования, поскольку показатель характеризует относительную точность прогноза.

Типичные значения среднеабсолютной процентной ошибки и их интерпретация показаны ниже:

Среднеабсолютная процентная ошибка, %	Интерпретация
< 10	Высокая точность
10—20	Хорошая точность
20—50	Удовлетворительная точность
> 50	Неудовлетворительная точность

Необходимо отметить, при $d_t = 0$ $e_{\text{ср аб}}^{\text{проц}}$ становится бесконечной. Поэтому в большинстве пакетов экономического прогнозирования, для которых вычисляется значение $e_{\text{ср аб}}^{\text{проц}}$ данные не могут принимать нулевые значения. Если $d_t = 0$, то целесообразно пропускать вычисления уменьшая при этом и число n на единицу.

Средняя и среднепроцентная ошибка. Данные показатели характеризуют степень смещенности прогноза. При условии, что потери при прогнозировании, связанные с завышением фактического будущего значения, уравновешиваются занижением, идеальный прогноз должен быть несмещенным и обе величины должны стремиться к нулю. С практической точки зрения желательно, чтобы эти показатели были достаточно малы.

Средняя ошибка определяется по формуле

$$e_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{t=0}^{n-1} e_t.$$

Среднепроцентная ошибка — относительный показатель смещения прогноза и рассчитывается следующим образом:

$$e_{\text{ср}}^{\text{проц}} = \frac{1}{n} \sum_{t=0}^{n-1} \frac{e_t}{d_t} 100.$$

Результаты использования рассмотренных моделей (метода сезонной декомпозиции Холта-Винтера) для прогнозирования отпуска тепла на примере АО «МОСЭНЕРГО» приведены ниже, а также в табл. 4.1 и на рис. 4.1:

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Сезонный фактор	169,08	155,14	144,35	104,46	50,66	37,68	35,24	36,49	57,04	105,63	142,42	161,75

Анализ табл. 4.1 показывает, что величина среднепроцентной ошибки практически мала для всех видов моделей, что говорит о несмещенности моделей, величина среднеабсолютной ошибки меньше 10 %, что говорит о высокой точности прогноза.

Таблица 4.1

Результаты определения точности прогноза						
Показатели	Обозначение	Модели прогнозирования				
		Нет тренда	Линейный тренд		Линейно-модифицированный тренд	
			мультипликативная	аддитивная	аддитивная	мультипликативная
Средняя ошибка	$e_{\text{ср}}$	– 55 520,57	– 66 814,99	– 84 995,55	20 380,26	– 1483,85
Средняя процентная ошибка	$e_{\text{ср}}^{\text{проц}}$	– 1,544	– 1,627	– 1,924	0,235	– 0,623
Среднеабсолютное отклонение	$e_{\text{ср аб}}$	415 677,25	466 954,37	436 618,15	453 059,54	430 977,46
Среднеабсолютная процентная ошибка	$e_{\text{ср аб}}^{\text{проц}}$	6,419	7,996	6,884	7,455	6,452
Сумма квадратов отклонений	D_{Σ}	2,529E+13	2,782E+13	2,578E+13	2,594E+13	2,49E+13
Средний квадрат ошибки, дисперсия	D_t	3,719E+11	4,0E+11	3,791E+11	3,814E+11	3,662E+11
Стандартное отклонение	σ_t	609 836,04	639 609,25	615 710,97	617 575,90	605144,61

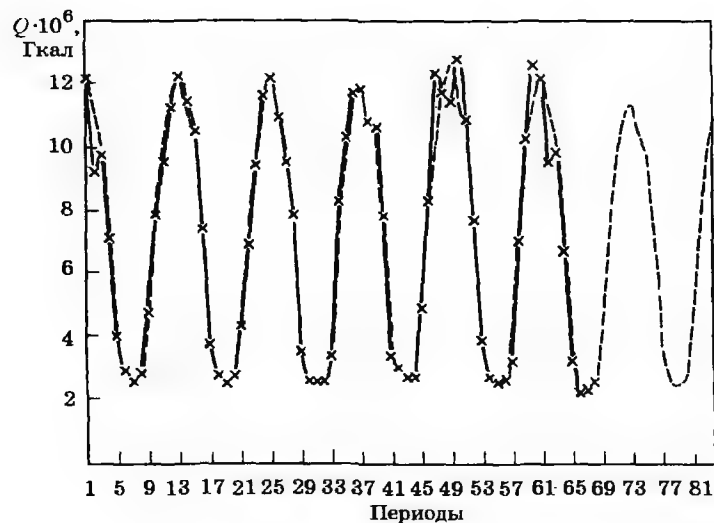


Рис. 4.1. Прогноз отпуска тепла
—X— факт, - - - - - прогноз

4.3. МЕТОДЫ И МОДЕЛИ СРЕДНЕСРОЧНОГО И ДОЛГОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ

Среднесрочное прогнозирование целесообразно в тех случаях когда: имеются ежемесячные данные о динамике изучаемого показателя;

прогнозы являются одноразовыми, т.е. не повторяются и не подправляются (адаптируются) с поступлением новых данных;

прогнозы выполняются для временных рядов относительно малой длины (один—два года);

прогнозируется динамика такого процесса, который имеет наиболее общую природу (например, объем реализации, прибыли) [10].

Для прогнозирования в среднесрочном диапазоне весьма эффективным оказался эконометрический подход. Смысл его состоит в установлении статистических связей между изучаемым показателем и влияющими на него факторами и построением соответствующих моделей. В частности, параметры моделей энергообъединения оцениваются по фактическим данным (предыстории) с использованием аппарата регрессионного анализа. В качестве влияющих факторов могут выступать экономические, а также метеорологические факторы, например, температура наружного воздуха, солнечная радиация, скорость и направление ветра и т.д.

В качестве наиболее широко используемого метода прогнозирования энергетических объединений в среднесрочном диапазоне выступает метод множественного регрессионного анализа с построением уравнения

Таблица 4.2

Кривые, сводящиеся к прямой преобразованием

Название кривой	Уравнение	Преобразование
Линейная	$y_t = a + b t$	—
Экспоненциальная простая	$y_t = a e^{bt}$	$Y_t = \ln y_t$
Степенная	$y_t = a t^b$	$Y_t = \ln y_t$ $T = \ln t$
Гиперболическая I типа	$y_t = a + b/t$	$T = 1/t$
Гиперболическая II типа	$y_t = 1/(a + bt)$	$Y_t = 1/y_t$
Гиперболическая III типа	$y_t = t/(a + bt)$	$Y_t = 1/y_t$ $T = 1/t$
Логарифмическая	$y_t = a + b \ln t$	$T = \ln t$
S-образная	$y_t = e^{a + b/t}$	$Y_t = \ln y_t$ $T = 1/t$

линейной регрессии (или сводимой к линейной через соответствующие преобразования).

Некоторые виды таких зависимостей, сводимых к линейному виду, приведены в табл. 4.2. При практическом проведении регрессионного анализа по выборке значений зависимой переменной (уровня электропотребления, теплопотребления) и влияющих на нее факторов может быть получено не истинное уравнение регрессии, а его оценка (математическое ожидание):

$$M(Y) = y_x = \varphi(x_1, \dots, x_m),$$

где $x_1, \dots, x_m$ — влияющие факторы.

Оценка истинных значений параметров регрессии будет тем точнее, чем больше объем выборки (охват ретроспективного периода). При этом чем больше число влияющих факторов включается в модель, тем больше должен быть и объем выборки. Минимально допустимый объем выборки, при котором оценка уравнения регрессии может быть признана состоятельной для практических выводов о пригодности полученной модели для целей прогнозирования, определяется соотношением $n_{\min} = (6 \div 8) m$, где m — число учитываемых факторов.

Для получения наилучшей функции регрессии могут быть применены различные критерии близости. Как правило, используют критерии минимума среднего квадрата ошибки. Этот метод находит широкое применение не только в регрессионном анализе, но и при решении других задач аппроксимации функции.

Множественный регрессионный анализ решает следующие задачи:

отбор факторов, влияющих на результативный признак и включаемых в уравнение регрессии;

определение вида функциональной зависимости $\varphi(x)$ от каждого из учитываемых факторов, рассматриваемых в совокупности;

проверку степени адекватности полученной модели по критерию Фишера, если он высок, модель принимают за основу.

Для решения указанных задач используют различные методы. Один из широко применяемых — это метод пошагового построения уравнения регрессии, при котором факторы включаются в модель последовательно в порядке убывания коэффициента частной корреляции.

В работе [10] описывается модель прогнозирования полезного отпуска электроэнергии в энергообъединении на основании модели темпов прироста:

$$W_{\text{прог}} = W_t \left(1 + k_{\text{пр}} \left(t - 1 \sqrt{\frac{W_t}{W_0}} - 1 \right) \right);$$

где W_0 , W_t — полезный отпуск электроэнергии в начальном и конечном годах расчетного периода; $k_{\text{пр}}$ — коэффициент, учитывающий влияние температуры наружного воздуха и соотношение числа рабочих и нерабочих дней в прогнозируемом периоде: $k_{\text{пр}} = k_v / k_d$ (k_v — температурный коэффициент, $k_v = v_{\text{ож}} / v_{\text{ср мн}}$; $v_{\text{ож}}$ — ожидаемая в зоне действия энергетического объединения среднегодовая температура воздуха на прогнозируемый период; $v_{\text{ср мн}}$ — средняя многолетняя температура наружного воздуха за ретроспективный период; k_d — коэффициент, характеризующий изменение соотношения рабочих и нерабочих дней в прогнозируемом периоде, $k_d = (D_p D_{\text{н ср}}) / (D_{\text{н}} D_{\text{р ср}})$.

Этот метод базируется на устойчивых соотношениях полезного отпуска электроэнергии по принятым периодам времени.

В последнее время все большее применение в экономико-математическом моделировании получают адаптивные подходы к традиционным моделям среднесрочного прогнозирования.

Так, в работе [11] описывается адаптивный подход к традиционной модели (на базе множественной линейной регрессии) электрической нагрузки электропотребления с использованием оптимизации длины динамического ряда годовых уровней суммарной нагрузки энергосистемы. Оптимизация осуществляется на основе отыскания минимума средней квадратичной ошибки аппроксимации, а также кусочно-экспоненциальной аппроксимации множества наблюдений нагрузки за ретроспективный период. Модель прогнозирования позволяет учесть сезонную цикличность непостоянства рабочих дней в квартале, взаимное влияние уровней нагрузки в различных кварталах, влияние метеоусловий.

Вопросы для повторения

1. Какие методы используются для прогнозирования стационарных показателей?
2. Какие величины характеризуют нестационарность показателей?
3. Какие виды трендов вам известны, и чем они характеризуются?
4. Какие прогностические модели применимы для прогнозирования отпуска тепла и электроэнергии?
5. Какие показатели характеризуют точность прогноза?

Глава 5

КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКУ

5.1. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ И ИХ СТРУКТУРА

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительно-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

К новому строительству относят возведение зданий, сооружений, предприятий, осуществляемое на новых площадках по утвержденному проекту.

К расширению действующего предприятия — строительство последующих очередей существующего предприятия, дополнительных производственных комплексов и производств.

Расширение предприятия обычно приводит к увеличению его производственной мощности в более короткие сроки и при меньших затратах по сравнению с созданием аналогичных мощностей в результате нового строительства.

Реконструкция — это осуществляемое по единому проекту полное или частичное переоборудование производства. К реконструкции относят строительство новых цехов и объектов взамен ликвидируемых, дальнейшая эксплуатация которых признана нецелесообразной.

Реконструкция обеспечивает увеличение объема производства на базе новой, более современной техники и технологии, расширение ассортимента и повышение качества продукции, а также улучшение других технико-экономических показателей с меньшими затратами и в более короткие сроки, чем при строительстве новых или расширении действующих предприятий.

Техническое перевооружение ведется без расширения имеющихся производственных площадей по проектам на отдельные работы и объекты. Задача технического перевооружения — повышение технического уровня отдельных участков производства, агрегатов, установок. При этом обычно требуются меньшие удельные капиталовложения и более короткие сроки по сравнению с расширением производства. Техническое перевооружение и реконструкция имеют также большое социальное значение, так как обновление техники позволяет улучшить условия труда.

Строительные и монтажные работы в нашей стране осуществляются двумя способами: подрядным и хозяйственным.

При *подрядном* способе работы ведутся специализированными хозяйственными строительными организациями по договорам с заказчиками (предприятиями, организациями). Это создает условия для широкого внедрения механизации и автоматизации, передовой технологии и организации строительного производства, повышения производительности труда и квалификации кадров, снижения себестоимости и сроков выполнения строительно-монтажных работ.

При *хозяйственном* способе предприятие осуществляет строительно-монтажные работы своими силами. Для этого на период строительства создается собственная строительная организация.

Средства на строительство или реконструкцию объектов отвлекаются из хозяйственного оборота, не принося экономического эффекта до момента ввода их в эксплуатацию. При этом для наиболее эффективного использования средств методами технико-экономического анализа должны определяться оптимальные соотношения между средствами, используемыми для строительства новых объектов и вкладываемыми в действующие объекты, а также направляемыми на завершение начатых строек и строительство новых объектов.

Структура капиталовложений по различным типам энергообъектов характеризуется следующими данными, %:

Объекты	Строительно-монтажные работы	Оборудование и прочие затраты
Электростанции:		
атомные	40	60
тепловые	60	40
гидро	80	20
Электрические сети (с подстанциями) 35 кВ и выше	65	35

По структуре капиталовложений в различные типы электростанций промежуточное место между атомными станциями и гидроэлектростанциями занимают тепловые электростанции. Близкая к ним структура принадлежит предприятиям электрических сетей (с подстанциями) 35 кВ и выше.

Капиталовложения могут финансироваться за счет следующих материальных средств:

собственных финансовых ресурсов:

прибыли;

амортизационных отчислений;

финансовых средств инвесторов, полученных от продажи акций, паевых и иных взносов;

денежных накоплений, полученных в виде возмещения потерь от аварий, стихийных бедствий от органов страхования и др.;

заемных:

- банковских кредитов;
- облигационных займов;
- коммерческих кредитов и др.;

привлеченных:

финансовых средств централизуемых союзами предприятий в установленном порядке;

- средств внебюджетных фондов;
- средств федерального бюджета на безвозвратной и возвратной основе (т.е. в виде государственных централизованных капиталовложений (ГЦКВ) или кредитов);
- средств иностранных инвесторов.

При оценке объема капитальных вложений должны учитываться мероприятия по использованию резервов в энергосистеме.

5.2. СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ. ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАТРАТ

Капитальное строительство каждого нового объекта носит практически индивидуальный характер и ведется в новых условиях, на новой строительной площадке: большое влияние на процесс строительства оказывают местные условия (геологические, топографические, климатические и др.), особенно это относится к гидроэлектростанциям. Поэтому для строительства каждого генерирующего энергообъекта и ЛЭП составляется проект — техническая проектная документация в полном объеме. Исключение составляют объекты, выполняемые по типовым проектам для практически одинаковых объектов.

Проектирование энергообъектов ведется специальными проектными организациями — проектными институтами:

- ВЛ и энергосистемы — Энергосетьпроектм;
- районные тепловые электростанции — Теплоэнергопроектм;
- ТЭЦ — ВНИПИэнергопроектм;
- атомные — частично Гидропроектм и частично специализированными организациями;
- гидроэлектростанции — Гидропроектм — проекты организации работ, связанных со строительством, разрабатывает институт Оргэнергострой.

Происходящий в России процесс коренных изменений в экономической системе и ценовой политике определил необходимость внесения принципиальных изменений в систему ценообразования и сметного нормирования в строительстве.

Реализация новой концепции ценообразования в строительстве началась в 1993—1994 гг.

Базовым документом для этого служил закон «Об инвестиционной деятельности в РСФСР», согласно которому производственно-хозяйственные

взаимоотношения субъектов инвестиционной деятельности регламентируются договором (контрактом), вводится ряд новых базовых понятий, рекомендованы новые методы вычисления стоимости и т.п.

Однако процесс нормативного обеспечения еще не совсем закончен. Продолжается выпуск новых рекомендаций, уточнение отдельных положений и в ряде случаев, выпуск дополнительных материалов по новой системе ценообразования и сметного нормирования.

В целом набор новых сметно-нормативных документов еще не скомплектован и не освоен.

Поэтому излагаемый материал, главным образом, применителен к ранее существовавшей системе. По некоторым вопросам одновременно кратко приводится и новая концепция.

В общем случае в стране для разработки документации на строительство зданий и сооружений, был установлен следующий порядок:

предпроектная документация:

- схема развития и размещения отраслей народного хозяйства и отраслей промышленности (далее — «схемы»);

- техничко-экономическое обоснование (ТЭО) строительства крупных и сложных предприятий и сооружений;

- техничко-экономические расчеты (ТЭР) по технически сложным зданиям и сооружениям;

проектная документация:

- рабочий проект для технически сложных объектов, возводимых преимущественно по типовым и повторно применяемым проектам;

- проект и рабочая документация для крупных и сложных предприятий и сооружений.

Для крупных объектов новая стадийность выглядит таким образом:

предпроектная стадия — обоснование инвестиций;

проект — технико-экономическое обоснование и рабочая документация.

Обоснование инвестиций предусматривает:

- народнохозяйственную необходимость;
- номенклатуру продукции и потребителей;
- место строительства, условия эксплуатации;
- сырьевые источники;
- соответствие мировому уровню;
- энергоснабжение;
- социальную сферу;
- экологию;
- укрупненную оценку сметной стоимости объекта;
- проект бизнес-плана.

Технический проект (проектное задание) состоит из следующих основных частей:

технико-экономической;
технологической;
строительной;
генерального плана;
организации строительства;
сметно-финансовой.

Рабочая документация — включает в себя чертежи и уточненную сметную стоимость.

Прежде чем переходить к изложению особенностей определения стоимости строительства энергетических объектов на различных стадиях проектирования, целесообразно сформулировать несколько общих положений:

каждому этапу или стадии проектирования соответствует конкретная задача в достаточно длительном процессе разработки проекта энергообъекта; нарастающие от стадии к стадии степень достоверности исходных данных, глубина и детальность проектных разработок;

уменьшающийся от стадии к стадии период между разработкой документации и моментом ее реализации в натуре.

В этих условиях одним из главных требований к способам определения стоимости строительства становится обеспечение соответствия между характером проектных проработок на той или иной стадии, их достоверностью и детальностью и подобными же характеристиками сметно-нормативной базы, предназначенной для вычисления стоимости.

Проектирование ведется в одну или две стадии. При двухстадийном проектировании на первой стадии разрабатывается технический проект, в котором окончательно определяется местоположение объекта (станции) и отдельных ее сооружений, мощность и сроки ввода по очередям, предполагаемый режим работы, состав и тип оборудования, топливоснабжение и водоснабжение, транспортные коммуникации, организация строительства и методы производства работ, общая стоимость строительства и технико-экономические показатели станции. На второй стадии проектирования — рабочие чертежи.

При одностадийном проектировании разрабатывается лишь технорабочий проект. Одностадийное проектирование применяется в основном при использовании типовых проектов. Типовым называется утвержденный проект, предназначенный для многократного использования при строительстве одинаковых объектов. Он содержит полный комплект рабочих чертежей с пояснительной запиской, спецификациями на оборудование и ведомостями потребных материалов, данными об объемах работ и прочими необходимыми для проведения строительно-монтажных работ сведениями. В случае применения типового проекта на конкретном объекте требуется привязка рабочих чертежей к местным условиям строительной площадки.

Руководящие материалы для проектирования:

1. Строительные нормы и правила (СНиП), состоящие из четырех частей:

- часть 1 — содержит нормативные данные о параметрах и областях применения материалов, изделий, конструкций и оборудования для строительства;
- часть 2 — содержит нормы строительного проектирования;
- часть 3 — содержит нормативные данные по организации и технологии строительного производства;
- часть 4 — содержит сметные нормы по всем видам строительно-монтажных работ.

2. Нормы технологического проектирования (раздельно для тепловых, гидро и атомных электростанций, электрических и тепловых сетей и др. объектов). В нормах содержатся рекомендации по наиболее важным вопросам проектирования энергетических объектов, с учетом особенностей технологического оборудования.

3. Стандарты на технологическое оборудование и строительные материалы.

4. Типовые проекты организации эксплуатации.

Кроме того, при проектировании учитываются требования ПТЭ, правил устройств электротехнических установок (ПУЭУ), санитарные нормы и правила, правила устройств безопасной эксплуатации грузоподъемных машин и сосудов работающих под давлением, противопожарные правила и др.

Все проекты до их утверждения проходят отраслевую экспертизу, в которой принимают участие представители эксплуатационных, строительных и монтажных организаций.

5.3. СМЕТЫ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

Стоимость строительства определяется его сметой. Смета или сметно-финансовый расчет (СФР) — документ, характеризующий предел допустимых затрат на сооружение объекта. В сметах на строительство определяются денежные, трудовые и материальные затраты, необходимые для выполнения определенного объема строительно-монтажных работ.

Смета служит исходным документом для финансирования капитального строительства.

На основе смет организуются взаимоотношения между заказчиком и подрядными организациями. Сметы до их утверждения согласовываются с подрядными организациями и передаются им до начала строительства.

Сметы подразделяются на объектные (по отдельным объектам строительства) и сводные, составленные на основе объектных.

Сводная смета — сметно-финансовый расчет (СФР) к техническому проекту состоит из двух разделов: раздел А — капиталовложений в промышленное строительство и раздела Б — капиталовложений в объекты непроизводственного назначения — жилищного и гражданского строительства.

Смета по разделу А в общем виде состоит из 12 глав:

- глава 1 — подготовка территории строительства;
- глава 2 — объекты основного производственного назначения;
- глава 3 — объекты подсобного и обслуживающего назначения;
- глава 4 — объекты энергетического хозяйства;
- глава 5 — объекты транспортного хозяйства и связи;
- глава 6 — внешние сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплофикации, газификации;
- глава 7 — благоустройство и озеленение территории предприятия;
- глава 8 — временные здания и сооружения (на период строительства);
- глава 9 — прочие работы и затраты;
- глава 10 — содержание дирекции строящегося предприятия и авторский надзор;
- глава 11 — подготовка эксплуатационных кадров;
- глава 12 — проектные и изыскательские работы.

В главу 1 включаются средства, связанные с отводом и освоением застраиваемой территории.

В главы 2, 4—7 — объекты, чей перечень соответствует наименованиям глав.

В главу 3 для промышленного строительства включаются здания ремонтно-технических мастерских (гидроцех, электроцех), заводоуправлений, проходные, складские помещения.

В главу 8 — средства на возведение временных зданий и сооружений, необходимых для обеспечения производственных нужд строек, а также размещения и обслуживания работников строительства.

В главу 9 — затраты, не учтенные в сметных нормативах, на основе которых составлены сметы, и которые определяются не для одного какого-нибудь сооружения, а в целом по стройке. Перечень и объем этих затрат зависит, прежде всего, от природно-экономических условий района строительства и они тем больше, чем сложнее эти условия.

По каждой главе отдельно отражается стоимость: общая, строительно-монтажных работ, оборудования, приспособлений и производственного инвентаря. В конце сметы отдельной строкой включается резерв на непредвиденные работы и затраты. Этот резерв определяется в пределах: для ТЭС — 3—5 %; для АЭС — до 10 %.

Для электростанций с наличием в составе их водохранилищ (например, при возведении ГЭС) предусматривается глава 13, в которой учитываются работы и затраты по созданию водохранилища.

Затраты по разделу Б — на создание фондов непроизводственного назначения (жилищное, гражданское и коммунально-бытовое строительство), связанные со строительством данного производственного комплекса, выделяются в отдельную смету. Затраты на создание производственно-технической базы строительной индустрии стройки учитываются отдельно за счет специальных средств, выделяемых на развитие строительной индустрии в стране и оснащение механизмами строительных организаций. Эти затраты определяются в процентах от суммы затрат по главам 1—12 (10—12 %).

За итогом сметы указываются возвратные суммы, получаемые в процессе строительства и после завершения его (ликвидная часть стоимости временных зданий и сооружений, амортизационные отчисления по этим сооружениям и др.). Если из общей стоимости вычесть возвратные суммы, то получим проектную первоначальную стоимость основных фондов (производственных и непроизводственных):

$$K_{об} = K_{обш} - K_{возвр}.$$

Для определения сметной стоимости используются сметные нормативы — сметные нормы на строительные работы (часть 4 СНиП); прейскуранты на оборудование; ценники на монтаж оборудования; единичные расценки — нормативы, характеризующие сметную стоимость единицы строительных работ и включающие стоимость материалов, заработную плату рабочих, затраты на эксплуатацию используемых механизмов, нормы накладных расходов.

Стоимость типовых строительных работ определяется по единичным районным расценкам (ЕРЕР), в которые вносятся поправки, вытекающие из конкретных условий строительства (они отражены в ЕРЕР поправочными коэффициентами).

В ЕРЕР не учтены затраты на транспорт материалов, которые зависят от расстояния между карьером и строительной площадкой. Для учета затрат на транспорт материалов к ЕРЕР также вносятся поправки. Если для какого-либо вида работ расценки отсутствуют, то создаются индивидуальные расценки.

Для расчетов на предварительной стадии проектирования применяют укрупненные показатели стоимости (УПС). УПС — это осредненные стоимости укрупненных единиц объемов работ или отдельных конструкций, позволяющих получить сметную стоимость всех работ без калькуляции стоимости всех строительных процессов. В УПС на строительные работы в качестве удельных измерителей принимаются:

1 м³ здания, 1 м² площади, 1 м³ железобетона, 1 км наружных трубопроводов, 1 м туннеля; отдельные объекты (фундамент, гиря и т.п.).

По оборудованию в УПС измерителями являются: агрегат, турбина, трансформатор, кран, комплект и т.д.

В УПС указываются базисные цены, т.е. стоимость изделий без стоимости транспорта и заготовительных операций абазис.

Местная расценка (Π_m) определяется на основании базисной (Π_b) с учетом ряда поправок. Виды поправок, их значения и учет рассматриваются в соответствующих разделах по ТЭС, ГЭС и электросетевым предприятиям.

Стоимость группы однотипных работ определяется по формуле

$$K_{ст} = \Pi_m Y,$$

где Y — объем работ в единицах, для которых определена Π_m .

Сметную стоимость можно подразделить на составляющие:

$$K_{\text{смет}} = K_{\text{об}} + K_{\text{смр}} + K_{\text{пр}} + D,$$

где $K_{\text{об}}$ — сметная стоимость оборудования; $K_{\text{смр}}$ — стоимость строительно-монтажных работ (СМР); $K_{\text{пр}}$ — прочие расходы; D — доход строительной организации.

В стоимость оборудования включается (C_o) оптовая цена и транспортные ($C_{\text{тр}}$) расходы

$$K_{\text{об}} = C_o + C_{\text{тр}}.$$

Стоимость СМР может быть определена по формуле

$$K_{\text{смр}} = I_{\text{мз}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{сзо}} + I_{\text{накл}} + I_{\text{пр}},$$

где $I_{\text{мз}}$ — материальные затраты (55 %), определяемые на основе СНиП, ценников; $I_{\text{зп}}$ — затраты на зарплату строительных рабочих (15 %); $I_{\text{сзо}}$ — затраты на эксплуатацию строительных машин (10 %); $I_{\text{накл}}$ — накладные расходы (около 16 %); $I_{\text{пр}}$ — прочие расходы.

В свою очередь накладные расходы складываются из составляющих:

$$I_{\text{накл}} = I_{\text{адм}} + I_{\text{обсл}} + I_{\text{ТБ}} + I_{\text{жк}} + I_{\text{непроизв}} + I_{\text{пр}},$$

где $I_{\text{адм}}$ — административные расходы, включающие расходы на заработную плату административно-управленческого персонала, амортизацию и ремонт административных зданий, канцелярские и другие расходы; $I_{\text{обсл}}$ — расходы по обслуживающим производствам; $I_{\text{ТБ}}$ — расходы по охране труда и технике безопасности; $I_{\text{жк}}$ — расходы по жилищно-коммунальному хозяйству; $I_{\text{непроизв}}$ — непроизводственные расходы; $I_{\text{пр}}$ — прочие накладные расходы.

Если из общей сметной стоимости вычесть возвратные суммы, получится первоначальная стоимость основных средств (производственных и непроизводственных), т.е. капитальные вложения в строительный комплекс.

К капитальным затратам относятся затраты непосредственно на строительство и освоение данного объекта.

Капитальные вложения в строительный комплекс связаны со сметными затратами следующим соотношением:

$$K = K_{\text{см}} - \sum K_{\text{возвр}i} + K_{\text{буд}} + K_{\text{пред}} + S_{\text{об ср}},$$

где $\sum K_{\text{возвр}i}$ — возвратные суммы, представляющие собой затраты в смежные объекты, жилищного строительства и т.д., подлежащие возмещению из местного бюджета (10—20 % сметных затрат); $K_{\text{буд}}$ — капитальные затраты будущих периодов; $K_{\text{пред}}$ — затраты на предыдущие строительству ра-

боты (геологоразведочные, проектные); $S_{\text{об ср}}$ — минимально необходимый размер оборотных средств для сдачи объекта в эксплуатацию.

Энергетика — отрасль большой капиталоемкости. Размер капиталовложений в энергетические установки и их структура зависят от многих факторов: типа оборудования и его мощности; числа и параметров устанавливаемых агрегатов; применяемых схем технологических связей.

На стоимость строительства энергообъектов оказывают также влияние местные условия строительства (климат, степень освоенности, развитие средств связи, транспорта и пр.). Это влияние учитывается так называемыми территориальными коэффициентами, которые в Европейской части бывшего СССР колеблются от 1 до 1,09, для средних условий Сибири и Средней Азии от 1,04 до 1,11, наконец, для отдельных районов Крайнего Севера от 1,2 до 1,5 и выше.

Значительное воздействие на стоимость энергетических предприятий оказывает организация и технология строительно-монтажных работ. Дальнейшая стандартизация энергетических объектов, все большее внедрение сборного железобетона при снижении количества типоразмеров деталей и конструкций, улучшение использования средств механизации, совершенствование этих средств увеличением их добротности и производительности при большем диапазоне применения — все это будет и в дальнейшем сокращать себестоимость строительно-монтажных работ.

Темпы строительства энергетических объектов оказывают существенное влияние на их экономические показатели. Ускорение темпов строительства уменьшает расходы на амортизацию предприятий строительного хозяйства, на строительную механизацию, на накладные расходы и т.д. Досрочный ввод в эксплуатацию дает дополнительную продукцию и, следовательно, дополнительную прибыль. В связи с этим удельные капиталовложения разнятся в больших пределах.

Динамика удельных капиталовложений в энергетические объекты представлена в таблице.

Примерный уровень удельных капиталовложений для электростанций различных типов

Тип электростанции	1991	1994	1996
	руб/кВт	тыс. руб/кВт	млн. руб/кВт
КЭС	180—300	600—900	1,5—2,5
ТЭЦ	300—450	900—1300	3,0—4,0
ГЭС	350—500	1200—1300	3,5—5,0
АЭС	700—800	2100—2400	6,0—7,0

5.4. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ РЕФОРМА В СТРАНЕ И КАПИТАЛЬНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

Стартом экономической реформы в строительстве, как отмечалось, послужил Закон «Об инвестиционной деятельности в РСФСР». В соответствии с Законом — основным правовым документом, регламентирующим производственно-хозяйственные отношения субъектов инвестиционной деятельности, инвестора и подрядчика, является договор (контракт) подряда на строительство. Причем оба субъекта совершенно равноправны в процессе заключения контракта.

Заключению контракта и определению свободной (договорной) цены на стройку, как правило, предшествует проведение подрядных торгов. В случае, если объект, выставляемый на торги, предназначен для федеральных государственных нужд, проведение подрядных торгов является обязательным.

Основные идеи нового Закона — уменьшение излишней регламентации, замена административных рычагов на экономические, передача значительной части полномочий центра «вниз», учитывая, что доля бюджетных ассигнований на строительство резко сократилась.

В соответствии с новым Законом система централизованно разрабатываемых сметных нормативов сохраняется. Однако теперь они носят рекомендательный характер, что подразумевает право их применения с внесением всех необходимых поправок, учитывающих реальные условия осуществления конкретной стройки.

Также в принципе сохраняется ранее установленная стадийность разработки проектов, но теперь уже только в качестве рекомендаций; инвестор и подрядчик вправе принять за основу для формирования свободной (договорной) цены стоимости, определяемую на любой стадии разработки документации.

Изменение взглядов на ценообразование в строительстве повлекло и либерализацию цен. Десятилетиями система ценообразования в стране была основана на фиксированных неизменных в течение 5—10 лет ценах; они менялись в сметной документации директивно и одновременно только при переходе с одних цен и тарифов на другие.

В условиях становления рыночных отношений стоимостные показатели и основанные на них единые расценки оказались чрезвычайно нестабильными. Ныне сметная стоимость определяется ресурсным методом на основе выделяемых в проектных материалах и сметной документации ресурсов: затрат труда, времени использования машин, потребности в материалах и конструкциях.

Еще одно следствие перехода к рыночным отношениям — определение стоимости строительства в двух уровнях цен:

базисном (постоянном), определяемом на основе действующих систем норм и цен;

текущем, определяемом на основе цен, сложившихся ко времени составления смет.

Существует ряд способов определения стоимости в текущем уровне. Открывает этот перечень ресурсный метод, заключающийся в калькулировании в текущих ценах ресурсов необходимых для реализации проектного решения. Калькуляции выполняются на основе выражаемой в натуральных измерителях потребности в ресурсах и других технологических данных. Этот способ наиболее точен, он приемлем преимущественно для подрядчика, располагающего всеми необходимыми для этого расчета сведениями.

В документации инвестора чаще всего применяется базисно-индексный метод, основанный на использовании текущих индексов по отношению к стоимости, определяемой в базисном уровне. Приведение в уровень текущих цен производится перемножением базисной стоимости по строкам сметы и каждому из элементов технологической структуры капитальных вложений (строительно-монтажные работы, оборудование, прочие затраты) на соответствующий индекс.

Текущие индексы стоимостных показателей формируются на основе данных государственной статистической отчетности, материалов первичного бухгалтерского учета, а также результатов специального статистического наблюдения, организованного региональными центрами по ценообразованию в строительстве. Индексы определяются по капитальному строительству в целом, по отраслям и подотраслям, по решениям и т.д.

Вопросы для повторения

1. Раскройте структуру капиталовложений в различные типы электростанций и электрические сети.
2. Назовите источники финансирования капиталовложений.
3. Какие стадии проектирования Вам известны? В чем состоят их основные особенности?
4. Охарактеризуйте виды смет, состав показателей сметы.
5. Чем отличаются сметные затраты и капитальные вложения?
6. Что такое УПС, для каких целей они используются, каких видов бывают?

Глава 6

ОСНОВНЫЕ И ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

6.1. СОСТАВ И ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕДСТВ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

При осуществлении производственно-хозяйственной деятельности энергопредприятия формируют внеоборотные и оборотные активы, которые в совокупности составляют денежные и вещественные средства предприятия.

Для ведения производственного процесса энергопредприятию необходимы средства производства и предметы труда. Организация процессов заготовления и сбыта требует денежных средств. Классификация средств энергопредприятий показана на рис. 6.1.

Характерной чертой внеоборотных активов (средств) является долговременный характер их использования. К внеоборотным активам относятся основные средства, нематериальные активы (НМА) и долгосрочные финансовые вложения (ДФВ).

Оборотные средства переносят свою стоимость на произведенную и реализованную продукцию в течение одного хозяйственного цикла, оборота. Они используются как в сфере производства (производственные оборотные средства), так и в сфере обращения.

Основные средства могут быть предназначены для ведения производственного процесса и для обслуживания социальных потребностей работников предприятия (непроизводственные основные средства).



Рис. 6.1. Классификация средств энергопредприятий

Основные и оборотные средства, используемые для выпуска продукции, составляют производственные средства предприятия.

Для энергетической отрасли характерен высокий удельный вес основных средств производства. Это связано со значительной капиталоемкостью энергетических объектов.

В составе оборотных средств наиболее существенное место занимают производственные запасы топлива, вспомогательных материалов и запасных частей для проведения ремонтных работ.

6.2. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ФОНДЫ) ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

Основные средства — это материализованные средства труда, используемые в хозяйственном процессе. Для них характерны следующие свойства:

участвуя в производственном процессе они сохраняют свою натуральную форму;

многократно используются в течение всего срока службы в хозяйственном процессе;

в процессе производства основные средства переносят свою стоимость на стоимость продукции по частям по мере износа;

возмещение их стоимости происходит постепенно по мере реализации продукции.

В зависимости от основного назначения и характера выполняемых функций основные средства подразделяются в соответствии с классификатором на ряд групп и имеют для энергопредприятий следующую примерную структуру:

здания производственно-технические, служебные и другие — 14 %;

сооружения (водопроводные, гидротехнические, канализационные и др.) — 16 %;

передаточные устройства (электросети, теплосети, трубо- и газопроводы) — 33 %;

машины и оборудование в том числе:

силовые машины и оборудование (генераторы, двигатели, котлы, турбины, электродвигатели, трансформаторы и т.д.) — 33 %; рабочие машины и оборудование (металлорежущее, прессовое, химическое, электросварочное, электротермическое и т.д.) — 1 %; измерительные и регулирующие приборы и устройства, лабораторное оборудование — 1 %; вычислительная техника — 2 %.

транспортные средства (конвейеры, электрокары, электровозы и т.д.); инструмент со сроком службы более одного года или стоимостью свыше 50-кратного минимально установленного уровня заработной платы;

производственный и хозяйственный инвентарь;

прочие основные средства.

В составе основных средств учитываются земельные участки, объекты природопользования, находящиеся в собственности организации.

Не относятся к основным средствам и учитываются в составе средств в обороте или малоценных предметов:

- предметы, служащие менее одного года, независимо от их стоимости;
- предметы стоимостью до 50-кратного минимального уровня заработной платы на дату их приобретения;
- специнструмент и спецприспособления;
- специальная одежда и обувь, постельные принадлежности;
- тара;
- предметы проката и др.

Структура основных средств существенным образом зависит от вида предприятия, отрасли промышленности, климатических и геологических условий. Для энергетики характерен высокий удельный вес силовых машин и оборудования (1/3) и передаточных устройств (1/3). Доля затрат на вычислительную технику имеет тенденцию к росту.

Оборудование является активной частью средств труда, а здания и сооружения — пассивной. Активные средства связаны непосредственно с производством продукции. Пассивные — создаются с целью обеспечения нормальной работы оборудования и людей. С повышением мощности энергооборудования растет доля активной части.

Основные средства могут быть производственного и непроизводственного назначения. В качестве непроизводственных основных средств рассматриваются жилье, медицинские, спортивно-оздоровительные и другие учреждения обеспечивающие социальные нужды работников предприятия и числящиеся на его балансе.

Учет и планирование основных средств ведется в натуральной и денежной форме.

Натуральные измерители служат для определения технического состава и мощности оборудования, его состояния и возрастной структуры. Для этого проводится ежегодная инвентаризация основных средств и периодическая их паспортизация. Паспорта служат для оптимизации состава и структуры основных средств отрасли.

Стоимостная форма учета необходима для определения общей стоимости основных средств предприятия, установления их износа, начисления амортизации, расчета издержек производства, прибыли и рентабельности.

В связи с длительностью функционирования основных средств, их постепенным изнашиванием, изменением условий воспроизводства существует несколько видов денежной оценки основных средств. Различают:

- первоначальную стоимость;
- восстановительную стоимость;
- балансовую стоимость;

- накопленный износ;
- остаточную стоимость;
- ликвидационную (ликвидную) стоимость.

Основные средства числятся на учете по первоначальной стоимости, т.е. по фактическим затратам их приобретения, сооружения, изготовления.

С течением времени меняются цены, тарифы, сметные нормы, происходит обновление технологии производства аналогичных видов оборудования. В последние годы особенно сильное влияние на стоимость основных средств оказывает высокий уровень инфляции.

Все это приводит к несопоставимости стоимости средств, созданных в разные периоды времени, и затрудняет накопление достаточных средств (амортизации) для обновления средств. Поэтому периодически проводится переоценка стоимости основных средств. Стоимость, присваиваемая фондам после переоценки, носит название восстановительной. Восстановительная стоимость является расчетной на дату проведения переоценки. После переоценки в учете и отчетности, при начислении износа и при проведении экономического анализа используется восстановительная стоимость основных средств. Переоценке подлежат все основные средства независимо от степени износа, включая подготовленные к списанию.

Восстановительная стоимость рассчитывается в результате умножения соответствующего коэффициента на балансовую стоимость каждого вида средств, числящихся на учете на дату переоценки:

$$K_{\text{в}} = \sum_{i=1}^m \beta_{\text{пер } i} K_{\text{б } i},$$

где $\beta_{\text{пер } i}$ — коэффициент переоценки по i -й группе основных средств; $K_{\text{б } i}$ — балансовая стоимость по i -й группе основных средств; m — число групп основных средств предприятия.

Коэффициенты переоценки, применяемые для отдельных видов основных средств на период с 1992 по 1996 гг., приведены в табл. 6.1.

Коэффициенты, представленные в табл. 6.1, отражают переоценку основных средств введенных в эксплуатацию до 1 января 1991 г. Для основ-

Таблица 6.1

Коэффициенты переоценки основных средств, введенных до 1 января 1991 года

Наименование группы основных средств	1.01.91	1.07.92	1.01.94	1.01.95	1.01.96
Здания и сооружения	1	25	32	4,1	2,8
Силовые машины и оборудование	1	18	26	3,8	3,2
Вычислительная техника:	1	4,5	29	1,3	2,3
приборы	1	16	29	2,5	2,3
другие виды	1	36	29	2,5	2,3

ных средств введенных в более поздние сроки существуют дифференцированные по времени ввода коэффициенты.

Балансовая стоимость предприятия меняется при введении новых средств и списании изношенных, отслуживших свой срок службы. Для расчета основных технико-экономических показателей предприятия используют усредненное значение — среднегодовую балансовую стоимость основных средств ($K_{ср г}$):

$$K_{ср г} = K_{б0} + \sum K_{ни} (t_{ни} / t_r) + \sum K_{ви} (1 - t_{ви} / t_r),$$

где $K_{б0}$ — балансовая стоимость основных средств на начало года; $K_{ни}$ — балансовая стоимость i -х вновь введенных средств в рассматриваемом периоде; $t_{ни}$ — период эксплуатации вновь введенных основных средств в течение года; t_r — рассматриваемый период времени (год); $K_{ви}$ — балансовая стоимость выбывших за год i -х средств; $t_{ви}$ — период эксплуатации выбывших основных средств в течение года.

Стоимость основных средств погашается начислением износа. Износ может измеряться в процентах или в стоимостном выражении. Процент износа ($I_{\%}$) может быть определен как произведение нормы амортизации ($H_{ам}$) на срок эксплуатации (T_3) объекта основных средств:

$$I_{\%} = H_{ам} T_3.$$

Накопленный износ находится из выражения:

$$K_{изн} = K_б I_{\%} / 100,$$

где $K_б$ — балансовая стоимость основных средств; $I_{\%}$ — процент износа.

При проведении переоценки пересчитывается не только первоначальная стоимость основных средств, но и начисленный износ в стоимостном выражении.

При проведении экономического анализа используют и остаточную стоимость основных средств ($K_{ост}$):

$$K_{ост} = K_б - K_{изн} = K_б (1 - H_{ам} T_3 \cdot 10^{-2}).$$

Остаточная стоимость характеризует часть стоимости основных средств, несписанную (сохранившуюся) по истечении определенного периода времени (T_3).

При ликвидации (списании с баланса) основные средства могут быть полностью или частично реализованы. Стоимость реализации отработавших и демонтированных основных средств называется ликвидной или ликвидационной стоимостью ($K_{лик}$).

Износом называется постепенная утрата основными средствами их стоимости в процессе функционирования. Различают физический износ, моральный, социальный, экологический.

Физический износ характеризуется ухудшением технико-экономических показателей работы оборудования, старением основных средств, ростом затрат на их восстановление. Физический износ бывает двух видов: эксплуатационный — вызванный активной работой оборудования и естественный — под воздействием внешних факторов, не связанных с эксплуатацией.

Физический износ происходит неравномерно, отдельные части машин служат разное время. Для периодической замены износившихся деталей используют капитальный ремонт. Степень физического износа зависит от интенсивности, сроков и условий эксплуатации оборудования, квалификации обслуживающего персонала, качества ремонта и других факторов.

Износ может быть определен либо исходя из нормы амортизации и срока эксплуатации объекта, либо на основе экспертной оценки технического состояния основных средств.

Моральный износ выражается в обесценивании средств труда до окончания их физического срока службы в результате создания новых более производительных и экономически выгодных видов оборудования. Экономическая целесообразность замены устаревшего оборудования ранее срока физического износа определяется специальными расчетами.

Социальный износ основных средств наступает в случае использования техники, не соответствующей современным социальным требованиям (вызывающей профессиональные заболевания, имеющей недостаточный уровень автоматизации производства и т.д.).

Экологический износ наступает, если основные средства не соответствуют современным требованиям охраны окружающей среды и рационального природопользования.

Процесс постепенного перенесения стоимости изношенной части основных средств на производимую продукцию с целью образования фонда денежных средств для последующего полного или частичного их восстановления называется амортизацией. Амортизационные отчисления производятся по законодательно утверждаемым нормам, зависящим от нормативного срока службы различных видов основных средств. Связь между нормативным сроком службы и нормой амортизации обратная: $H_{ам} = 1/T_{сл}$. Норма амортизации это процент ежегодных отчислений в амортизационный фонд от балансовой стоимости основных средств.

Ежегодные отчисления на амортизацию по каждому виду основных средств определяются по выражению

$$I_{ам} = H_{ам} K_б,$$

где $H_{ам}$ — норма амортизационных отчислений; $K_б$ — балансовая стоимость основных средств.

По истечении нормативного срока службы сумма амортизационных отчислений становится равной первоначальной стоимости средств с учетом

всех переоценок, т.е. заканчивается цикл перенесения стоимости на произведенную продукцию. При наличии ликвидной стоимости сумма амортизационных отчислений ($C_{ам}$) за срок службы составит:

$$C_{ам} = K_6 - K_{лик},$$

где $K_{лик}$ — ликвидная стоимость основных средств.

Для характеристики эффективности использования основных средств служит такой показатель как фондоотдача или коэффициент оборачиваемости (оборот) основных средств (капитала), который определяется как отношение выручки от реализации (O_p) продукции к среднегодовой балансовой стоимости основных средств ($K_{ср г}$):

$$\beta_0 = O_p / K_{ср г}.$$

Коэффициент оборачиваемости основных средств (β_0) характеризует способность предприятия производить и реализовывать продукцию на основе имеющихся средств труда.

Обратным показателем фондоотдачи является — фондоемкость, характеризующая стоимость основных средств вложенную с целью получения рубля реализованной продукции.

$$\beta_{фе} = K_{ср г} / O_p.$$

Повышение фондоотдачи возможно при увеличении объема реализованной продукции на имеющемся оборудовании.

Объем реализованной продукции (выручка от реализации) зависит от количества отпущенной энергетическими предприятиями энергии и тарифа на электрическую и тепловую энергию:

$$O_p = \sum W_i C_i,$$

где W_i — годовой отпуск электрической или тепловой энергии; C_i — тарифы на электроэнергию и теплоту.

Объем полезно-отпущенной энергии для электростанций, работающих в составе энергосистемы зависит от графика нагрузки потребителей и состава мощностей энергосистемы и не может быть произвольно увеличен. В то же время степень использования электростанции в покрытии графика нагрузки потребителей зависит от характеристик ее оборудования: экономичности, мощности, маневренности, типа, вида используемого топлива. Поддержание высокого уровня готовности оборудования к несению нагрузки, своевременное и качественное проведение ремонтов, бесперебойное обеспечение производства оборотными средствами, в первую очередь топливом и запасными частями для ремонта, повышение экономичности энергетического оборудования способствует повышению эффективности использования основных средств энергопредприятий.

В силу специфики энергетической отрасли расчеты с потребителями за энергию осуществляются на уровне энергосистемы (Энергосбытом АО-энерго). В составе тарифов на электроэнергию и теплоту предусмотрено не только покрытие затрат электростанций, но и затрат по передаче, трансформации и распределению электрической и тепловой энергии, а также покрытие общесистемных издержек производства.

Таким образом, информация о выручке от реализации энергетической продукции и стоимости основных производственных средств энергосистемы формируются на уровне АО-энерго. Поэтому показатели фондоотдачи и фондоемкости продукции анализируются, как правило, в целом по энергосистеме [13].

Характеристикой основных средств, приходящихся на одного работника является коэффициент фондовооруженности, который показывает какая стоимость основных средств находится на вооружении одного рабочего:

$$\beta_{фв} = K_{ср г} / n,$$

где $K_{ср г}$ — среднегодовая стоимость основных средств энергопредприятия; n — численность промышленно-производственного персонала.

Для энергетики характерен высокий уровень коэффициента фондовооруженности, который составляет для энергопредприятий примерно 1,4 млрд. руб/чел, а для АО-энерго этот показатель снижается до 1 млрд. руб/чел. Коэффициент фондовооруженности зависит от типа оборудования, вида используемого топлива, масштаба производства, уровня автоматизации.

Повышение эффективности использования основных средств энергопредприятий неразрывно связано с режимом эксплуатации основного энергетического оборудования. Для характеристики использования оборудования и его рабочей мощности существует система коэффициентов:

коэффициент экстенсивного использования оборудования ($\beta_э$);

коэффициент интенсивного использования оборудования ($\beta_{инт}$);

интегральный коэффициент ($\beta_{инт}$);

число часов использования установленной мощности (H_y).

Первые два показателя характеризуют использование оборудования с разных сторон: по времени нахождения в работе и по загрузке установленной мощности. Коэффициент экстенсивного использования оборудования представляет отношение фактического времени работы (t_p) и календарного (t_k).

$$\beta_э = t_p / t_k.$$

Повышение этого коэффициента для энергетического оборудования возможно при сокращении времени простоя оборудования в ремонте и удлинении межремонтных периодов.

Коэффициент интенсивного использования оборудования определяется по формуле

$$\beta_z = N_{cp} / N_y,$$

где N_{cp} — средняя загруженная мощность энергооборудования; N_y — установленная мощность энергооборудования.

Для энергетических объектов этот коэффициент зависит от технических параметров энергооборудования, состава, вида топлива, экологических характеристик.

Последние два показателя комплексно характеризуют степень использования оборудования. Интегральный коэффициент — это произведение экстенсивного и интенсивного коэффициентов:

$$\beta_{инт} = \beta_z \beta_{и} = \mathcal{E}_r / (8760 N_y),$$

где $\mathcal{E}_r$ — годовая выработка электроэнергии.

Разновидность интегральной характеристики — число часов использования установленной мощности энергооборудования. Этот показатель, в отличие от рассмотренных, выражается не в относительных единицах, а в часах. Он определяется как отношение годовой выработки электроэнергии (теплоты) к установленной электрической (тепловой) мощности энергооборудования:

$$H_y = \mathcal{E}_r / N_y.$$

Таким образом, взаимосвязь интегральных показателей видна из соотношения

$$H_y = 8760 \beta_{инт}.$$

Применение временного измерителя для характеристики использования оборудования удобно и нашло широкое применение в энергетике. Число часов использования установленной мощности показывает такое количество часов, которое требуется для производства на данном энергооборудовании электроэнергии, равного фактической годовой выработке при условии постоянной работы на полной установленной мощности. На рис. 6.2 пло-

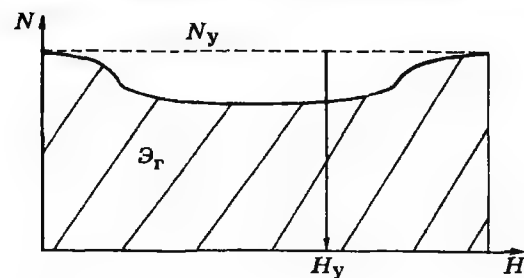


Рис. 6.2. Определение числа часов использования установленной мощности

щадь прямоугольника со сторонами H_y и N_y равновелика заштрихованной площади, соответствующей $\mathcal{E}_r$.

Для различных типов электростанций этот показатель имеет характерные значения и зависит от того в покрытии какой части графика нагрузки потребителей участвует данная электростанция. Электростанции, работающие в базовой части графика нагрузки (крупные КЭС, ТЭЦ) имеют число часов использования установленной электрической мощности на уровне 5500—6500 ч/год; в полупиковой части — 3000—4000 ч/год; в пиковой части 1000—2000 ч/год.

Таким образом, повышения эффективности использования основных средств можно достигнуть с помощью их технического совершенствования, оптимизацией состава, структуры и режимов использования, сокращением простоев оборудования.

6.3. ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

Оборотные средства это денежные средства предприятий необходимые для их текущей деятельности, создания производственных запасов, проведения хозяйственных операций.

Оборотные средства образуются за счет целого ряда источников. Различаются группы источников: собственные денежные средства, привлеченные и чужие (заемные). Собственные источники финансовых ресурсов:

- прибыль;
- амортизационные отчисления;
- средства, полученные от продажи ценных бумаг;
- паевые и иные взносы юридических и физических лиц и другие поступления денежных средств (пожертвования, благотворительные взносы и т.п.).

К заемным источникам относятся кредит и займы, средства от реализации заложенного свидетельства, страхового полиса. Привлеченные средства образуются на предприятии из-за периодичности выплат заработной платы, страховых платежей и т.п. В период между платежами, начисленные, но еще не выплаченные средства могут использоваться на другие хозяйственные нужды.

Различают нормируемые и ненормируемые оборотные средства. К нормируемым оборотным средствам относятся производственные запасы, незавершенное производство, расходы будущих периодов и готовая продукция, находящаяся на складах предприятия. Не подлежат нормированию денежные средства предприятия, средства в расчетах и отгруженная продукция.

Примерная структура нормируемых оборотных средств для энергетических предприятий приведена в табл. 6.2.

Руководство энергопредприятия в настоящее время самостоятельно определяет необходимость нормирования оборотных средств и разработки

Таблица 6.2

Структура нормируемых оборотных средств в энергетике, %

Наименование элемента	Тип энергетического объекта			
	АО-энерго	ТЭС	ГЭС	ПЭС
Материалы:				
основные	1,0	—	—	—
вспомогательные	25,0	23,4	30,8	54,0
Топливо	18,0	21,6	0,3	0,9
Запасные части для ремонта	19,0	30,4	39,4	5,1
Малоценные и быстроизнашивающиеся предметы	26,1	22,6	28,0	39,0
Незавершенное производство	0,7	—	—	—
Прочие нормируемые оборотные средства	10,2	2,0	1,5	1,0

нормативов. Энергопредприятие может иметь на своем балансе столько запасов, сколько выдержат его финансовые источники. Но необходимо планировать минимальное количество материальных запасов. Это нужно для того, чтобы выявить излишки производственных запасов или их дефицит.

Имея такую информацию, предприятие вырабатывает свою линию поведения в отношениях с банками, поставщиками, биржами и т.д.

В энергетике нормирование оборотных средств ограничено наличием свободных денежных ресурсов, в связи со значительными неплатежами потребителей за использованную электроэнергию.

Ранее АО-энерго включали в состав прочих нормируемых средств абонентскую задолженность, которая не превышала 10 %. В настоящее время практически не представляется возможным нормировать этот показатель. Его фактическое значение может превышать стоимость остальных оборотных средств.

Тем не менее использование элементов методики нормирования оборотных средств помогает обосновать размер товарно-материальных ценностей, необходимых энергопредприятию для нормальной работы, учитывая сложившиеся взаимосвязи с поставщиками, особенно топливо-добывающей отрасли.

Нормирование оборотных средств заключается в установлении норм запаса в днях и нормативов в натуральном и денежном выражении.

Норма запаса в днях (T_z) зависит от вида планируемого запаса (текущий, транспортный, страховой и т.д.). Для текущего запаса она принимается, как правило, в размере половины длительности интервала между поставками. Страховой запас, используемый при задержках в поступлении оборотных средств, составляет 50 % от текущего.

Норматив в натуральном выражении, который необходим для проектирования складских помещений и организации поставок оборотных средств определяется следующим образом:

$$П_{зи} = \sum V_i g_i T_z,$$

где V_i — количество продукции i -го вида, производимое в единицу времени (для энергопредприятий, как правило, за сутки); g_i — норма расхода топлива, материала, запасных частей на единицу продукции; T_z — норма запаса в днях; $П_{зи}$ — норматив i -го производственного запаса в натуральном выражении.

В качестве продукции могут рассматриваться производимые количества электрической и тепловой энергии, ремонтные единицы, химически очищенная вода и другие виды побочной и сопутствующей продукции.

Например, для определения текущего запаса ТЭЦ по топливу можно использовать формулу:

$$B_z = (\mathcal{E}_c b_z + Q_c b_{Tz}) T_z Q_{усл} / Q_n^p,$$

где $\mathcal{E}_c$, Q_c — соответственно среднесуточная выработка электроэнергии и теплоты на ТЭЦ, выраженная в кВт·ч и ГДж; b_z , b_{Tz} — удельные расходы условного топлива на производство электроэнергии и теплоты соответственно, выраженные в кг/кВт·ч и кг/ГДж; $Q_{усл}$, Q_n^p — теплота сгорания условного и натурального топлива, МДж/кг.

Денежный норматив оборотных средств определяется умножением натурального норматива на цену элемента производственных запасов:

$$K_{пzi} = П_{зи} C_i,$$

где C_i — цена единицы топлива, материала и т.д.

Нормируемые оборотные средства, наряду с основными средствами входят в состав имущества предприятия. Оборотные средства постоянно находятся в движении, изменяя свою форму и размер. Для исчисления налога на имущество и для проведения экономического анализа используют среднегодовую стоимость нормируемых оборотных средств:

$$O_{срг}^H = ((O_{1.01}^H + O_{31.12}^H) / 2 + O_{1.04}^H + O_{1.07}^H + O_{1.10}^H) / 4,$$

где $O_{1.01}^H$, $O_{31.12}^H$, $O_{1.04}^H$, $O_{1.07}^H$, $O_{1.10}^H$ — стоимость нормируемых оборотных средств на начало и конец года и на первое число каждого квартала.

Эффективность использования оборотных средств на предприятии характеризуется показателями оборачиваемости и времени или периода их оборота.

Коэффициент оборачиваемости оборотных средств (число оборотов) характеризует скорость оборота. В нашей стране принято определять оборо-

чиваемость оборотных средств как отношение выручки от реализации продукции к среднегодовой сумме оборотных средств предприятия :

$$\beta_{об} = V_p / O_{срг}$$

где $O_{срг}$ — среднегодовая стоимость оборотных средств предприятия; V_p — объем реализованной продукции.

В энергетике более целесообразно этот показатель рассчитывать на основе себестоимости реализованной продукции

$$\beta_{об} = I_p / O_{срг}$$

где I_p — издержки производства по реализованной продукции.

Оборачиваемость запасов — другой показатель того, насколько хорошо энергопредприятие распоряжается своим оборотным капиталом. Оценка проводится по отдельным элементам материальных запасов, в основном по топливу, запасным частям, вспомогательным материалам или в целом по всем видам запасов, используемым на энергопредприятии

$$\beta_{об i} = I_{pi} / O_{срг i}$$

где I_{pi} — затраты i -го вида материалов на производство реализованной продукции за год; $O_{срг i}$ — среднегодовая стоимость оборотных средств i -го вида.

Оборачиваемость оборотных средств можно рассчитывать и по фазам, т.е. отдельно по производству и обращению.

Анализ эффективности использования оборотных средств по оборачиваемости их видов: топлива, запасных частей для проведения ремонтных работ, вспомогательным материалам и т.д., позволяет выявить резервы на конкретных участках производства и оптимизировать производственные запасы.

Период или время оборота оборотных средств или их элементов преобразует предшествующие показатели в дни. Таким образом, среднее время оборота оборотных средств рассчитывается по выражению

$$t_{об} = t_r / \beta_{об}$$

где t_r — рассматриваемый календарный период, как правило, год (360 дней); $\beta_{об}$ — коэффициент оборачиваемости оборотных средств.

Для АО-энерго, в которых преобладают тепловые электростанции, время оборота оборотных средств составляет 28—30 дней.

При сокращении продолжительности оборота оборотных средств происходит их высвобождение или при неизменных оборотных средствах возможность дополнительного выпуска продукции. Ускорение оборачиваемости оборотных средств во многом зависит от уровня применяемой техники, технологии, организации производства и труда, состояния нормативной базы, материально-технического снабжения, своевременного погашения задолженностей со стороны покупателей продукции, ускорения прохождения платежных документов и т.д.

Рассмотренные показатели эффективности использования оборотных средств зависят от вида энергетического объекта, метода определения реализованной продукции, иерархического уровня.

Если энергопредприятие входит в состав АО-энерго, то указанные показатели определяются, как правило, для АО-энерго в целом. Это связано с тем, что расчеты с потребителями за отпущенную энергию осуществляет соответствующее подразделение АО-энерго (Энергосбыт). Данные об объемах реализованной продукции формируются именно на уровне АО-энерго.

Могут возникнуть существенные различия между отпущенной энергией и оплаченной потребителями. Это особенно сильно проявляется при задержках платежей со стороны промышленных потребителей энергии. В настоящее время предприятия могут самостоятельно определять метод определения выручки от реализации продукции либо по отпущенной энергии потребителям, либо по поступлению денег на расчетный счет за отпущенную энергию.

С 1997 г. предусматривается переход к использованию только первого метода. В зарубежных странах именно методу определения выручки по факту отгрузки, отпуска продукции отдается предпочтение.

Для энергетических предприятий переход на метод расчета выручки от реализации по отпущенной энергии возможен лишь при ужесточении взаимоотношений с потребителями, вплоть до отключения энергоснабжения, в случае неплатежей и возможности установления экономически обоснованной системы тарифов на энергетическую продукцию.

При оценке показателей эффективности оборотных средств для каждого отдельного энергопредприятия целесообразно использовать данные по себестоимости отпущенной энергетической продукции.

Повысить эффективность использования оборотных средств можно: оптимизацией производственных запасов; введением режима снижения материальных затрат (прежде всего расхода топлива, вспомогательных материалов); нормализацией взаимоотношений с поставщиками и потребителями; совершенствованием системы тарифов на энергетическую продукцию; оптимизацией режимов использования основного энергетического оборудования.

Вопросы для повторения

1. Какая структура основных средств характерна для энергопредприятий?
2. В чем состоят основные отличия первоначальной, восстановительной и балансовой стоимостей?
3. Что означает термин «ликвидационная стоимость»?
4. Как определяется объем реализованной продукции для ТЭС? От каких факторов он зависит?

5. Как изменится коэффициент фондоемкости при увеличении объема реализованной продукции?
6. Выберите правильный ответ. Выручка от реализации продукции выявляется:
 - а) на электростанции;
 - б) на ПЭС;
 - в) в энергосистеме?
7. Правильны ли утверждения? Число часов использования установленной мощности возрастает, если:
 - увеличивается коэффициент интенсивности использования оборудования;
 - увеличивается степень загрузки оборудования;
 - уменьшается интегральный коэффициент использования оборудования;
 - увеличивается установленная мощность оборудования.
8. За счет каких финансовых источников можно пополнить оборотные средства?
9. Какие показатели используются для нормирования оборотных средств в энергетике?
10. Каким образом можно повысить эффективность использования оборотных средств?

Глава 7

СЕБЕСТОИМОСТЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ

7.1. ОСНОВНЫЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Себестоимость продукции — стоимостная оценка используемых в процессе производства продукции природных ресурсов, сырья материалов, топлива, энергии, основных средств, трудовых ресурсов, а также других затрат на ее производство и реализацию.

Себестоимость энергетической продукции и издержки ее производства входят в состав основных показателей деятельности энергопредприятий.

Издержки производства планируются составлением сметы затрат. Планирование издержек необходимо и для определения расчетного объема финансовых средств энергоснабжающих организаций, включающего себестоимость и прибыль по основным видам энергетической продукции за планируемый период. Смета затрат составляется, как правило, на год с использованием прогнозных цен, тарифов и других стоимостных оценок. Периодически смета уточняется (ежеквартально или ежемесячно) в связи с изменением цен, тарифов, уровня оплаты труда и других факторов, обусловленных состоянием экономической и финансовой среды. При проведении анализа финансово-хозяйственной деятельности сопоставляются в том числе плановые и фактические показатели себестоимости энергетической продукции.

Состав издержек зависит от типа, состава и уровня энергетического объекта.

В качестве объектов могут рассматриваться РАО «ЕЭС России», АО-энерго, электростанции, предприятия электрических сетей (ПЭС), предприятия тепловых сетей (ПТС).

Затраты РАО «ЕЭС России» включают:

$$I_{\text{РАО}} = \sum I_{\text{с}} + \sum I_{\text{сет}}^{\text{РАО}} + \sum I_{\text{ст}}^{\text{РАО}} + \sum I_{\text{ЦДУ}} + \sum I_{\text{общ}}^{\text{РАО}},$$

где $\sum I_{\text{с}}$ — затраты по отдельным энергосистемам (АО-энерго), входящих в состав РАО «ЕЭС России»; $\sum I_{\text{сет}}^{\text{РАО}}$ — издержки по сетям РАО «ЕЭС России»; $\sum I_{\text{ст}}^{\text{РАО}}$ — издержки по электростанциям, входящим в состав РАО «ЕЭС России» как самостоятельные хозяйственные единицы; $\sum I_{\text{ЦДУ}}$ — издержки на содержание ЦДУ ЕЭС России; $\sum I_{\text{общ}}^{\text{РАО}}$ — общехозяйственные издержки РАО «ЕЭС России».

Указанный состав издержек обусловлен соединением в единый комплекс генерирующих, передающих и распределяющих звеньев.

Уровни издержек и себестоимости по отдельным энергосистемам зависят от состава, входящих в АО-энерго электростанций, участвующих в покрытии единого графика нагрузки.

Работа по единому графику нагрузки обуславливает колебание уровня себестоимости электроэнергетики, производимой на отдельных электростанциях и в энергосистеме в целом в зависимости от степени их участия в покрытии единого для объединений энергосистем графика нагрузки.

Себестоимость электроэнергии зависит от:

природных факторов (наличия гидроресурсов, запасов органического топлива и т.д.);

режима электропотребления;

конфигурации сети, ее протяженности, плотности электрических нагрузок;

структуры генерирующих мощностей;

оптимизации режимов работы электростанций.

При определении издержек производства для АО-энерго учитываются затраты по всем электростанциям, ПЭС и ПТС, входящим в их состав [12, 13]:

$$I_c = \sum I_{ст} + \sum I_{ПЭС} + \sum I_{ПТС} + \sum I_{общ} + \sum I_{пок},$$

где $\sum I_{ст}$ — суммарные издержки по электростанциям, входящим в состав АО-энерго; $\sum I_{ПЭС}$ — суммарные издержки по ЛЭП и подстанциям (ПЭС), входящим в состав АО-энерго; $\sum I_{ПТС}$ — суммарные издержки по ПТС, входящим в состав АО-энерго; $\sum I_{общ}$ — общесистемные издержки АО-энерго; $\sum I_{пок}$ — издержки на оплату покупной электроэнергии от параллельно работающих АО-энерго.

При составлении сметы издержек по энергетической системе учитываются следующие статьи затрат:

$$I_c = I_t + I_b + I_{см} + I_{всп} + I_{усл} + I_{от} + I_{соц} + I_{ам} + I_{пок} + I_{пр},$$

где I_t — издержки на топливо на технологические цели; I_b — затраты на воду, включая платежи в бюджет за водопользование; $I_{см}$ — затраты на сырье и материалы, в основном для проведения ремонтных работ; $I_{всп}$ — затраты на вспомогательные (смазочные, обтирочные и прочие) материалы; $I_{усл}$ — затраты на услуги производственного характера; $I_{от}$ — затраты на оплату труда; $I_{соц}$ — отчисления на социальные нужды; $I_{ам}$ — амортизация основных средств; $I_{пок}$ — стоимость покупной энергии на производственные и хозяйственные нужды; $I_{пр}$ — прочие затраты.

Потребность в средствах на оплату топлива на технологические цели определяется на основании нормативов удельных расходов топлива на производство электрической энергии и теплоты, рассчитываемых на базе

нормативных энергетических характеристик энергетического оборудования и планируемого режима работы оборудования, с учетом прогнозируемых цен на топливо и тарифов на перевозки. Нормативные энергетические характеристики энергетического оборудования электростанций утверждаются РАО «ЕЭС России» (АЭС — по согласованию с концерном «РОС-ЭНЕРГОАТОМ»).

Годовой планируемый расход топлива, определяемый по нормативным удельным расходам топлива, составит:

$$B_r = b_z^H \mathcal{E}_r + b_{тз}^H Q_r,$$

где $b_z^H, b_{тз}^H$ — нормативные удельные расходы топлива на единицу электроэнергии и теплоты; $\mathcal{E}_r, Q_r$ — планируемые объемы производства электроэнергии и теплоты.

Издержки на топливо с учетом потерь при транспортировке определяются по формуле

$$I_t = B_r (1 + \alpha_n) C_t / \alpha_k,$$

где α_n — коэффициент, учитывающий потери топлива при транспортировке; C_t — прогнозная цена топлива с учетом транспортных расходов, руб/т, руб/тыс. м³; α_k — калорийный эквивалент.

Расчет годового расхода топлива в условном исчислении может производиться и по топливным характеристикам для каждого типа турбоагрегата и ТЭС в целом, т/год:

$$B_{ri} = \alpha_i H_p + \gamma_{ti} D_{ггi} + \gamma_{пi} D_{гпi} + \beta_i \mathcal{E}_{ri};$$

$$B_r = \sum B_{ri},$$

где $\alpha_i, \gamma_{ti}, \gamma_{пi}, \beta_i$ — коэффициенты, характерные для каждого типа турбоагрегата [2]; H_p — число часов работы турбоагрегата (7700 — 8000 ч/год); $D_{ггi}, D_{гпi}$ — годовые отборы пара отопительных и производственных параметров (для ТЭЦ), т/год; $\mathcal{E}_r$ — годовая выработка электроэнергии ТЭС, МВт · ч/год.

Затраты на сырье, основные и вспомогательные материалы рассчитываются по действующим нормам и нормативам с учетом прогнозируемых на планируемый период цен и тарифов на используемые сырье и материалы.

Расчет затрат на услуги производственного характера производится исходя из необходимости проведения регламентных (ремонтных и других) работ с учетом прогнозируемых цен и тарифов на оказываемые услуги.

Расчет расходов на оплату труда персонала, занятого в основной деятельности, определяется по отраслевым тарифным соглашениям. Методика расчета средств, направляемых на оплату труда, утверждается ФЭК России.

Издержки на заработную плату персонала ТЭС могут быть определены на основе среднего фонда оплаты труда и штатного коэффициента:

$$I_{от} = n_{шт} N_y \Phi,$$

где $n_{шт}$ — удельная численность персонала; N_y — установленная мощность ТЭС; Φ — годовое фонд заработной платы одного работающего, млн. руб/(чел. · год).

Отчисления на социальные нужды, в том числе отчисления на социальное страхование, в фонд занятости, в пенсионный фонд, на обязательное медицинское страхование и другие отчисления предусмотренные действующим законодательством производятся на основе установленных нормативов отчислений от фонда оплаты труда, с учетом нормативных правовых актов, действующих на территории России:

$$I_{соц} = \sum \alpha_i I_{от},$$

где α_i — нормативы отчислений в социальные фонды.

Расчет амортизации основных средств на их полное восстановление (реновацию) производится по нормам амортизационных отчислений, утвержденных Правительством России по видам основных средств и балансовой стоимости этих основных средств:

$$I_{ам} = \sum H_{ai} / 100 \cdot K_i,$$

где H_{ai} — норма амортизационных отчислений по i -й группе основных средств; K_i — балансовая стоимость по i -й группе основных средств.

Стоимость *покупной энергии на производственные и хозяйственные нужды*, в том числе стоимость покупной электроэнергии и мощности и теплоэнергии, получаемых с ФОРЭМ (Федерального оптового рынка электроэнергии и мощности) или от других производителей энергии рассчитывается исходя из утвержденного Федеральной энергетической комиссией (ФЭК) баланса энергии и мощности и уровня утвержденных ФЭК тарифов на электроэнергию и мощность, поставляемую с ФОРЭМ.

В составе *прочих издержек* учитываются следующие составляющие:

$$I_{пр} = I_{цс} + I_{ам}^{нма} + I_{ПДВ} + I_{кр} + I_{пк} + I_{ап} + I_{зт} + I_{нпр} + I_{рем} + I_{др},$$

где $I_{цс}$ — целевые средства энергоснабжающих организаций, которые формируются в соответствии с нормативами установленными действующим законодательством (в настоящее время в их состав включаются страховой фонд, инвестиционные средства, фонд средств на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, для финансирования программ по созданию и освоению новой техники, эффективных и безопасных технологий);

$I_{ам}^{нма}$ — амортизация по нематериальным активам, которая может быть определена по формуле

$$I_{ам}^{нма} = \sum H_{ai}^{нма} / 100 \cdot K_i^{нма},$$

где $H_{ai}^{нма}$, $K_i^{нма}$ — норма амортизационных отчислений и балансовая стоимость по i -й группе нематериальных активов;

$I_{ПДВ}$ — плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ, определяемая в соответствии с действующими экологическими нормативами Минэкологии, по формуле

$$I_{ПДВ} = \sum m_i^{ПДВ} P_i K_{эс},$$

где $m_i^{ПДВ}$ — масса выброса за период, в размере не превышающем предельно допустимое значение по i -му элементу загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в водные источники или в почву; P_i — норматив платы за выбросы не превышающем предельно допустимое значение по i -му элементу; $K_{эс}$ — коэффициент экологической ситуации района выброса;

Плата за сверхнормативные выбросы покрывается за счет чистой прибыли энергоснабжающих организаций.

$I_{кр}$ — оплата процентов за полученный кредит и по бюджетным ссудам, в части относимой в соответствии с действующим законодательством на себестоимость, не включаются в себестоимость проценты по инвестиционным кредитам, которые учитываются либо в составе капиталовложений до ввода объектов в эксплуатацию, либо покрываются за счет чистой прибыли;

$I_{пк}$ — затраты на подготовку и переподготовку кадров;

$I_{ап}$ — абонентная плата за услуги по организации функционирования и развития ЕЭС России, которая определяется по нормативам, утвержденным ФЭК России;

$I_{зт}$ — средства на создание сезонных запасов топлива, определяемые на основе проектных показателей по закладке топлива на осенне-зимний период и по содержанию госрезервов;

$I_{нпр}$ — непроизводственные расходы, в состав которых входят налоги и другие обязательные сборы, оплачиваемые за счет себестоимости (например, транспортный налог, налоги, уплачиваемые в дорожные фонды);

$I_{рем}$ — отчисления в ремонтный фонд, в случае его формирования.

Отчисления в ремонтный фонд рассчитываются в долях от балансовой стоимости основных средств энергопредприятий, млрд. руб/год:

$$I_{рем} = k_{рем} K,$$

где $k_{рем}$ — коэффициент отчислений в ремонтный фонд;

Потребность в финансовых средствах на проведение всех видов ремонтов рассчитывается на основе норм и программ проведения всех видов ремонтных работ и норм расходования материальных и трудовых ресурсов. Формирование ремонтного фонда обусловлено обеспечением более равномерного включения ремонтных затрат в течение года в издержки производства и устранения существенных колебаний по этой причине себестоимости энергетической продукции по месяцам года, в связи с тем, что основная масса ремонтов проводится в период весенне-летнего спада электрической нагрузки потребителей.

$I_{др}$ — другие прочие затраты, определяемые исходя из действующих нормативных документов и отраслевых особенностей отнесения затрат на себестоимость продукции.

Состав издержек и методика определения отдельных составляющих зависит от типа энергетического объекта.

Процесс передачи и распределения электроэнергии совпадает во времени с процессом производства, поэтому затраты по ПЭС, осуществляющим транспорт электроэнергии учитываются в общих затратах энергосистемы (если они не являются автономными предприятиями). В любом случае издержки предприятий электрических сетей складываются из затрат по ЛЭП и передающим подстанциям:

$$I_{ПЭС} = I_{ЛЭП} + I_{пст},$$

где $I_{ЛЭП}$ — издержки по линиям электропередач; $I_{пст}$ — затраты на подстанциях.

В состав электрических сетей входят ЛЭП различных напряжений и назначений:

основные сети напряжением 220—750 кВ;

распределительные сети напряжением 6—110 кВ.

Функции распределительных сетей сводятся к передаче энергии от опорных подстанций к потребителям. Основные сети кроме этого выполняют ряд межсистемных задач: повышение надежности, устойчивости и экономичности энергосистемы.

В издержки на транспорт электроэнергии не включаются затраты на содержание повышающих подстанций и распределительных устройств, находящихся на балансе электростанций. Эти затраты учитываются в составе издержек производства электроэнергии. Расходы на содержание подстанций потребителей также не подлежат учету в составе себестоимости передачи электроэнергии.

Передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по ЛЭП и при трансформации. Поэтому стоимость потерь электроэнергии включается в состав ежегодных издержек.

Таким образом, издержки на передачу и трансформацию электроэнергии состоят из следующих элементов:

$$I_{ПЭС} = I_{экс} + I_{пот},$$

где $I_{экс}$ — годовые эксплуатационные расходы; $I_{пот}$ — затраты, связанные с потерями электроэнергии при передаче и трансформации.

В свою очередь эксплуатационные затраты складываются из составляющих:

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{обрем},$$

где $I_{ам}$ — амортизационные отчисления на реновацию; $I_{обрем}$ — затраты на обслуживание, включающие издержки на заработную плату с начислениями, затраты на ремонты, стоимость израсходованных вспомогательных материалов и прочие затраты.

Издержки на обслуживание определяются по нормам затрат на обслуживание, выраженных в процентах от стоимости основных средств ПЭС (воздушных и кабельных линий, трансформаторных подстанций, распределительных пунктов и т.д.). Таким образом,

$$I_{экс} = (H_{ам} + H_{обрем}) K_{ПЭС},$$

где $K_{ПЭС}$ — стоимость основных средств ПЭС; $H_{ам}$ — средняя норма амортизационных отчислений на реновацию ПЭС; $H_{обрем}$ — норма затрат на обслуживание и ремонты ЛЭП и подстанций.

Стоимость потерь электроэнергии оценивается по средней цене потерян-ного киловатт-часа (C_3) и количеству потерянной электроэнергии ($\mathcal{E}_{пот}$):

$$I_{пот} = \mathcal{E}_{пот} C_3.$$

Количество потерянной электроэнергии может быть определено на основе технических характеристик ЛЭП и подстанций.

В целях более глубокого анализа процесса формирования себестоимости в энергосистемах используются аналитические группировки издержек по ряду признаков:

по отношению к технологическому процессу — основные и накладные;

по степени экономической однородности — одноэлементные и комплексные;

по способу включения издержек в себестоимость отдельных продуктов комплексного производства — прямые и косвенные;

по отношению к изменению объема производства — условно-постоянные и условно-переменные.

7.2. ДЕЛЕНИЕ ТЕКУЩИХ ЗАТРАТ НА УСЛОВНО-ПОСТОЯННЫЕ И УСЛОВНО-ПЕРЕМЕННЫЕ

В энергетике для анализа себестоимости продукции (тепловой и электрической энергии) широкое применение получило деление текущих за-

трат на условно-постоянные и условно-переменные (в дальнейшем для краткости — постоянные и переменные).

Основу переменных затрат, размер которых зависит от объема производства электроэнергии и теплоты, составляют топливные издержки, определяемые расходом топлива, затраченного на их производство. В составе переменных затрат учитываются и издержки на воду и некоторые другие виды материальных затрат.

К постоянным затратам относятся все эксплуатационные расходы, которые практически не зависят от количества производимой энергии. Это — амортизационные отчисления, затраты на заработную плату и начисления на нее, ремонтные затраты, прочие текущие расходы. Условно-постоянные затраты могут изменяться в зависимости от других факторов (не объема производства), например: от мощности, типа, состава оборудования, вида используемого топлива, района сооружения, технического состояния оборудования, системы налогообложения, взаимоотношений с поставщиками и потребителями, условий кредитования и др. Деление затрат на условно-постоянные и условно-переменные учитывает характерные для энергетики параметры производственной деятельности энергосистемы:

степень ее участия в покрытии единого графика электрической нагрузки;
степень использования основных средств производства по мощности и времени;
топливо, затраченное на производство.

Кроме этого, такое деление затрат используется в системе формирования тарифов на электроэнергию, которые должны обеспечить покрытие затрат производства при любых его объемах, что обуславливает введение двуставочных и многоставочных тарифов. Зависимость постоянных и переменных издержек и себестоимости единицы энергетической продукции показана на рис. 7.1 и 7.2.

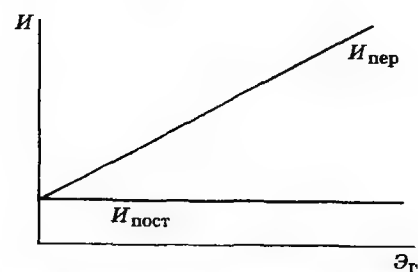


Рис. 7.1. Зависимость издержек от объема производства электроэнергии

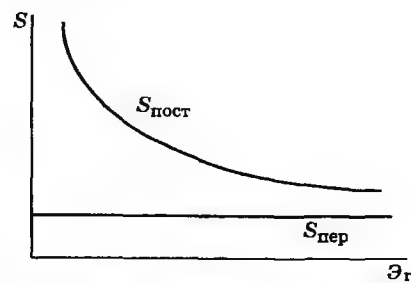


Рис. 7.2. Зависимость себестоимости единицы электроэнергии от объема производства

При увеличении годового объема производства переменные издержки ($I_{\text{пер}}$) растут пропорционально ему, а постоянные ($I_{\text{пост}}$) — остаются неизменными. Полные издержки равны сумме:

$$I = I_{\text{пост}} + I_{\text{пер}}$$

Себестоимость единицы продукции определяется отношением издержек и количества произведенной продукции:

$$S = I / \Theta_r = I_{\text{пост}} / \Theta_r + S_{\text{пер}}$$

где $S_{\text{пер}}$ — переменная составляющая себестоимости единицы энергии.

Из анализа себестоимости единицы энергии видно, что условно-переменная составляющая представляет неизменную часть, тогда как условно-постоянная — обратно пропорциональна объему производимой энергии. Причем с увеличением доли условно-постоянной составляющей в себестоимости снижение становится более резко выраженным.

Таким образом, увеличение объема производства приводит к снижению себестоимости и, вследствие этого, к росту прибыли на единицу продукции, повышению рентабельности энергетического производства. Ввиду того, что электростанции работают по единому графику электрической нагрузки, снижение условно-постоянной составляющей себестоимости на одних электростанциях приводит к возрастанию ее на других разгружаемых электростанциях. Для получения более высокой прибыли в энергосистеме выгодно максимально загружать электростанции с высокой долей условно-постоянных затрат и наиболее низкими топливными издержками.

Выявление возможностей снижения себестоимости продукции положено в основу ее экономического анализа.

Перечислим основные пути снижения себестоимости энергетической продукции:

- рациональное проектирование энергетических объектов на базе современных мировых достижений;
- выбор района сооружения электростанций, обеспечивающего снижение затрат на доставку топлива, забор воды, передачу электроэнергии;
- повышение уровня автоматизации энергетического производства;
- использование отходов для получения побочной и сопутствующей продукции;
- комбинирование нескольких видов энергетической продукции;
- оптимизация режимов использования мощности энергетического оборудования на электростанциях и в энергосистемах;
- оптимизация состава работающего и резервного энергооборудования;
- снижение уровня потерь электроэнергии на собственные нужды электростанций и при передаче и трансформации;
- оптимизация периодичности ремонтов и затрат на их проведение;
- оптимизация состава и структуры промышленно-производственного персонала энергетических объектов;
- формирование тарифов на электрическую энергию, стимулирующих рациональное энергопотребление (сглаживание графика нагрузки).

1. Какие факторы оказывают влияние на себестоимость электроэнергии?
2. В чем состоит отличие состава издержек производства РАО, АО-энерго, электростанции, ПЭС?
3. Перечислите условно-постоянные издержки энергетических объектов?
4. В составе каких затрат учитывается плата за выбросы в пределах ПДВ, сверх установленного предельного норматива?
5. Оплата процентов по каким ссудам включается в себестоимость продукции?
6. С какой целью формируется ремонтный фонд?
7. По каким признакам группируются издержки и в каких целях?
8. Каковы основные пути снижения себестоимости энергетической продукции?

ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ

Глава 8

ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ

8.1. ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия — эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект.

Поскольку капитальные вложения всегда ограничены финансовыми возможностями предприятия, а достижение результата отдалено во времени, возникает необходимость планирования инвестиционных решений и оценки экономической эффективности в результате разработки инвестиционного проекта.

Инвестиционный проект — это комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Предприятие может преследовать различные цели при принятии решения об инвестировании проекта. Как правило, главная цель — это прибыльность инвестиций, соответствующая определенному заранее установленному минимуму (норме рентабельности, прибыльности) или превышающая его. Могут быть поставлены и другие цели более низкого порядка, иерархия которых в убывающем порядке представлена ниже [14]:

- увеличение торгового оборота и доли контролируемого рынка;
- сохранение контролируемой доли рынка и репутации у потребителей;
- достижение высокой производительности труда;
- производство новой продукции.

В условиях рынка период разработки и реализации инвестиционного проекта называют инвестиционным циклом. Инвестиционный цикл состоит из трех стадий: прединвестиционной, инвестиционной и производственной.

На прединвестиционной стадии заказчик (организатор проекта или инвестор) выбирает управляющего проектом. Изучаются различные варианты проекта (строительной площадки, конструктивных особенностей, инвестиционных решений, выполняется первоначальная оценка издержек),

проводятся технико-экономические исследования. Заканчивается эта стадия составлением программы финансирования проекта.

На второй — инвестиционной стадии отбираются организации, реализующие проект, готовится детальная проектная документация, определяются подрядчики и поставщики. Проводятся строительные работы, монтаж, отладка.

Третья стадия — это стадия текущей эксплуатации объекта.

Прединвестиционная фаза закладывает основы для последующих фаз инвестиционного цикла и во многом определяет успех инвестиционного проекта. Результат исследований на этой стадии — коммерческая оценка проекта — заключительное звено проведения прединвестиционных исследований. В ходе этих исследований обычно составляется бизнес-план инвестиционного проекта, важнейший раздел которого — его экономическое обоснование. Смысл экономического обоснования проекта — предоставление информации в виде, позволяющем инвестору сделать заключение о целесообразности или нецелесообразности осуществления инвестиций. Информация именно этого раздела бизнес-плана является ключевой для принятия решения потенциальным инвестором об участии в проекте.

Экономическое обоснование, в свою очередь, подразделяется на экономическую оценку (экономическую эффективность) и финансовую (финансовую состоятельность). Первая оценка характеризует способность проекта к сохранению и обеспечению прироста капитала, вторая — анализ ликвидности (платежеспособности) предприятия в ходе реализации проекта.

Методы оценки инвестиционного проекта представлены на рис. 8.1.

Экономический анализ в складывающихся рыночных условиях должен включать следующие этапы:

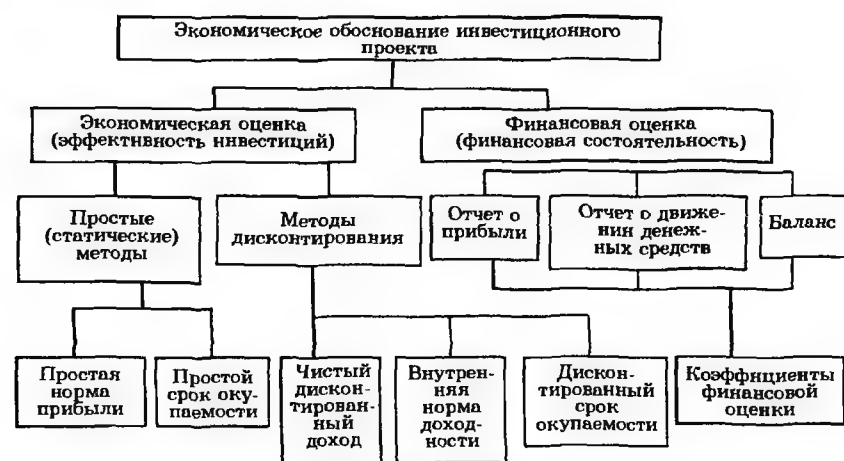


Рис. 8.1. Схема использования методов оценки инвестиционного проекта

технико-экономическое сопоставление вариантов инвестиционных решений на основе методов экономической оценки;

обоснование экономической реализуемости (финансовой состоятельности) рекомендованного варианта;

финансовый анализ (оценка влияния изменения внешних факторов на показатели проекта).

Для каждого из этапов может использоваться различный набор методических подходов (инструментов), но обязательным общим элементом должно быть наличие и правильное использование нормативной базы (цен на оборудование и материалы, стоимостных оценок топливно-энергетических ресурсов, соотношений составляющих себестоимости продукции, тарифов на транспорт и др.).

8.2. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

Общие положения и показатели. Оценка эффективности осуществляется на всех этапах прединвестиционной фазы, начиная с формулирования цели и поиска направлений их реализации. Расчеты следует проводить параллельно с технологическими разработками, а не под «занавес» как обычно было многие годы в отечественной практике.

В развитых странах с рыночной экономикой разработан и широко применяется большой арсенал методов оценки эффективности инвестиций. Они основаны преимущественно на сравнении эффективности (прибыльности) инвестиций в различные проекты. При этом в качестве альтернативы вложениям средств в рассматриваемое производство выступают финансовые вложения в другие производственные объекты, помещение финансовых средств в банк под проценты или их обращение в ценные бумаги. Для оценки эффективности инвестиционного проекта необходимо использовать исходную информацию, содержащую:

- развернутую во времени производственную программу;
- цены на продукцию;
- издержки с разделением на условно-постоянную и переменную составляющие;
- развернутый во времени процесс финансирования капитального строительства;
- структуру инвестиционных затрат и издержек;
- источники поступления инвестиционных средств (акции, кредиты и т.д.).

Экономическая оценка эффективности инвестиций проектируемых объектов заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов. Причем на стадии технико-экономических исследований оценивается экономическая эффективность проектируемого объекта в целом (без учета источников финансирования), производится отбор наилучших вариантов осуществления проекта. После составления программы финансирования

проекта необходимо провести повторные расчеты по оценке показателей экономической и финансовой эффективности уже с учетом источников финансирования. На этой стадии могут рассматриваться несколько вариантов финансирования, но в бизнес-плане приводится наилучший вариант.

Различают два основных подхода к оценке экономической эффективности: без учета фактора времени, когда равные суммы дохода, получаемые в разное время рассматриваются как равноценные, и с учетом фактора времени. В соответствии с этим и методы оценки экономической эффективности разделяются на две группы: простые (статические) и методы дисконтирования (интегральные).

С позиций финансового анализа реализация инвестиционного проекта может быть представлена как два взаимосвязанных процесса: процесс инвестиций в создание производственного объекта и процесс получения доходов от вложенных средств. Эти два процесса протекают последовательно или на некотором временном отрезке параллельно.

Расчет по каждому из критериев проводится для расчетного периода, который охватывает инвестиционную и производственную стадии инвестиционного цикла.

Расчетный период (срок жизни проекта) — это период времени, в течение которого инвестор планирует отдачу от первоначально вложенного капитала. Его можно представить в виде временной оси, включающей периоды, отличающиеся характером затрат и доходов, рис. 8.2.

Расчетный период принимается обычно равным сроку службы наиболее важной части основного капитала. При этом стоимость тех частей основного капитала, которые имеют больший срок службы, определяется по их ликвидационной стоимости. Необходимо также учитывать замену тех частей основного капитала, срок службы которых меньше принятого расчетного периода.

Непосредственным объектом экономического и финансового анализа являются потоки платежей, характеризующие процессы инвестирования и получения доходов в виде одной совмещенной последовательности. Результирующий поток платежей формируется как разность между чистыми доходами от реализации проекта и расходами в единицу времени.

Под чистым доходом понимается доход, полученный в каждом временном интервале от производственной деятельности за вычетом всех плате-



Рис. 8.2. Схематическое изображение расчетного периода

жей, связанных с его получением (издержками на оплату труда, сырье, энергию, налоги и т.д.). При этом начисление амортизации не относится к текущим затратам (издержкам).

Поскольку процесс реализации инвестиционного проекта является динамическим процессом, то для его описания часто применяются имитационные динамические модели, реализуемые с помощью вычислительной техники. В качестве переменных в этих моделях используются технико-экономические и финансовые показатели инвестиционного проекта, а также параметры, характеризующие внешнюю экономическую среду (характеристики рынков сбыта продукции, инфляции, ставки процентов по кредитам и т.д.). На основе этих моделей определяются потоки расходов и доходов, рассчитываются показатели эффективности инвестиционного проекта, строятся годовые балансы результатов производственной деятельности, а также проводится анализ влияния различных внешних и внутренних факторов на результаты производственной деятельности и эффективность проекта.

Простые методы оценки экономической эффективности инвестиций оперируют «точечными» или статическими значениями исходных данных, например, годовыми показателями работы проектируемых объектов. При их использовании не учитываются вся продолжительность срока жизни проекта, а также неравнозначность денежных потоков, возникающих в разные моменты времени.

Тем не менее в силу своей простоты и иллюстративности эти методы достаточно широко распространены и применяются в основном для быстрой оценки проектов на предварительных стадиях разработки.

Простая норма прибыли или простая норма рентабельности (ПНП) определяется по характерному году расчетного периода, как правило, когда уже достигнут проектный уровень производства, но еще продолжается возврат инвестированного капитала.

На этапе экономического анализа когда источник финансирования неизвестен, ПНП определяется как отношение чистой прибыли к суммарным инвестициям.

Величина чистой прибыли ($P_{ч,t}$) численно равна балансовой прибыли ($P_{б,t}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$P_{б,t} = O_{pt} - I_t; \quad (8.1)$$

$$P_{ч,t} = P_{б,t} - H_t = O_{pt} - I_t - H_t, \quad (8.2)$$

где O_{pt} — стоимостная оценка результатов деятельности объекта (объем реализованной продукции в год t без налога на добавленную стоимость); I_t — суммарные эксплуатационные издержки в год t ; H_t — налог на прибыль, определяемый через установленный процент к величине налогооблагаемой прибыли (при отсутствии льгот по налогу на прибыль величина налогооблагаемой прибыли равна балансовой).

Простая норма прибыли определяется по формуле

$$R_{\text{п}} = \Pi_{\text{ч}t} / K, \quad (8.3)$$

где K — суммарная величина инвестиций (основной и чистый оборотный капитал).

Сравнивая расчетную величину ПНП с минимальным или средним уровнем доходности (процентной ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам, депозитным вкладам), можно прийти к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта.

Простой срок окупаемости капитальных вложений. Срок окупаемости представляет собой период времени, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Цель данного метода состоит в определении продолжительности периода, в течение которого проект будет работать на «себя», т. е. как бы весь получаемый объем чистого дохода (суммы чистой прибыли и отчислений на реновацию) засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала.

Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т. е.

$$\sum_{t=t_c}^{t=t_{\text{окп}}} K_t = \sum_{t=t_{\text{п}}}^{T_{\text{окп}}} (O_{\text{рт}} - I'_t - H_t) = \sum_{t=t_{\text{п}}}^{T_{\text{окп}}} (\Pi_{\text{ч}t} + I_{\text{ам}t}), \quad (8.4)$$

где t_c — срок завершения инвестиций (окончания строительства); $t_{\text{п}}$ — момент начала производства; I'_t — суммарные эксплуатационные издержки без отчислений на реновацию; $I_{\text{ам}t}$ — амортизационные отчисления на реновацию.

В формуле (8.4) находим величину $t = T_{\text{окп}}$, обеспечивающую равенство левой и правой частей формулы.

При равномерном поступлении чистого дохода срок окупаемости можно определить по формуле

$$T_{\text{окп}} = K / (\Pi_{\text{ч}t} + I_{\text{ам}t}). \quad (8.5)$$

Существенный недостаток этого метода — он не учитывает деятельность проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности жизненного срока.

Интегральные критерии экономической эффективности инвестиций. Проблема адекватной оценки привлекательности проекта, связанного с вложением капитала, заключается в определении того, насколько будущие поступления оправдывают сегодняшние затраты. Поскольку принимать решения приходится «сегодня» все показатели будущей деятельности

должны быть откорректированы с учетом снижения ценности денежных ресурсов по мере отдаления операций, связанных с их получением или расходом, т. е. с учетом фактора времени.

Интегральные критерии экономической оценки инвестиций оперируют с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени. В интегральных критериях также могут быть учтены прогнозируемые темпы инфляции. В интегральных критериях расходы и доходы, разнесенные по времени, приводятся к одному (базовому) моменту времени. Базовым моментом времени обычно является дата начала реализации проекта, дата начала производственной деятельности или условная дата, близкая ко времени проведения расчетов эффективности проекта.

Процедура приведения разновременных платежей к базовой дате (началу процесса инвестирования) называется дисконтированием (discounting — уценка), а получаемая величина — дисконтированной стоимостью*).

Экономический смысл этой процедуры состоит в следующем:

задана некоторая ставка ссудного процента E и поток платежей (положительных или отрицательных) $\mathcal{E}_t$, начало которого совпадает с базовым моментом времени приведения;

тогда дисконтированная величина платежа $\mathcal{E}_t$, выполненного в момент, отстоящий от базового на величину t интервалов (месяцев, лет), равна некоторой величине $\mathcal{E}_{dt}$, которая будучи выданной под ссудный процент E , даст в момент времени t величину $\mathcal{E}_t$. Таким образом,

$$\mathcal{E}_{dt}(1 + E)^t = \mathcal{E}_t, \quad (8.6)$$

или дисконтированная величина платежей

$$\mathcal{E}_{dt} = \mathcal{E}_t / (1 + E)^t. \quad (8.7)$$

Пример. Пусть вы инвестируете 1 млн. руб. под 10 % годовых. Тогда через год вы ожидаете получить первоначальный вклад плюс годовые проценты, т. е.

$$1 \cdot (1 + 10/100) = 1,1 \text{ млн. руб.}, \text{ а через два года —}$$

$$1 \cdot (1 + 0,1)(1 + 0,1) = 1 \cdot (1 + 0,1)^2 = 1,21^{**} \text{ млн.руб.}$$

Поскольку 1,21 млн. руб. через два года представляют стоимость сегодняшних 1 млн. руб., то 1 млн. руб., получаемый через два года будет стоить сегодня $1 / (1 + 0,1)^2 = 0,826^{***}$ млн. руб.

* В отличие от дисконтирования приведение к более позднему периоду (например, капитальных вложений к моменту окончания строительства) называется наращиванием, капитализацией (compounding).

** 1,21 — наращенная (капитализированная) величина капитала в 1 млн. руб.

*** 0,826 — дисконтированная величина капитала в 1 млн. руб.

Величина ссудного процента E называется нормой дисконтирования (приведения), и помимо указанного смысла трактуется в экономической литературе как норма (или степень) предпочтения доходов полученных в настоящий момент, доходам, которые будут получены в будущем.

Чистый дисконтированный доход (NPV , чистая современная стоимость, чистая текущая стоимость), в отечественной практике до 1994 г. называвшийся интегральным экономическим эффектом, является одним из показателей, характеризующих экономическую эффективность инвестиций. Расчет этого показателя производится дисконтированием чистого потока платежей (чистого дохода). Разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования) — чистый доход на данном отрезке жизни:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I'_t - H_t - K_t + K_{лик,t} = \Pi_{ч,t} + I_{ам,t} - K_t + K_{лик,t}, \quad (8.8)$$

где $\mathcal{E}_t$ — чистый поток платежей (чистый доход) в год t ; $K_{лик,t}$ — ликвидная стоимость объекта; K_t — величина инвестиций в год t .

Если накопленная в течение всего срока жизни объекта сумма чистых доходов отрицательна, это свидетельствует об убыточности проекта, т.е. о его неспособности возместить инвестированные средства, не говоря уже о выплате хотя бы минимальных дивидендов потенциальным инвесторам.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей — чистый дисконтированный доход (ЧДД) или чистую текущую стоимость:

$$\mathcal{E}_д = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t (1 + E_{cp})^{-t}, \quad (8.9)$$

где T_p — расчетный период, лет; E_{cp} — норматив дисконтирования (см. с. 157).

Критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие: $\mathcal{E}_д > 0$, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Доходность (рентабельность, прибыльность) инвестиций ($NPVE$) — отношение чистого дисконтированного дохода к дисконтированной величине инвестиций:

$$R_{и} = \frac{\mathcal{E}_д}{K_д} = \frac{\sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t (1 + E_{cp})^{-t}}{\sum_{t=0}^{T_p} K_t (1 + E_{cp})^{-t}}. \quad (8.10)$$

Поясним смысл показателя ЧДД на примере. Пусть в течение трех лет осуществляется капитальное строительство производственного объекта,

общий капитал которого (основной и оборотный) на момент завершения строительства составит 5 млрд.руб. Производство продукции начинается сразу после окончания строительства и прекращается через восемь лет, так что цикл инвестиционного проекта составит 11 лет. Поток платежей представлен в табл. 8.1 и показан на рис. 8.3.

В зависимости от нормы дисконтирования величина ЧДД будет различной. Естественно, что чистый дисконтированный доход максимален при отсутствии дисконтирования, постепенно снижаясь по мере увеличения нормы дисконтирования. Уже при 10 % дисконтирования чистый дисконтированный доход становится отрицательным, что указывает на неэффективность инвестиционного проекта при этом условии. Ниже и на рис. 8.4 приведена зависимость ЧДД от нормы дисконтирования:

Норма дисконта, %	0	2	4	6	8	10	12	15
ЧДД	3,5	2,46	1,61	0,93	0,37	-0,08	-0,456	-0,88

Фактор распределения расходов и доходов во времени также играет решающую роль. Если в рассмотренном примере производство продукции начнется не сразу после окончания строительства, а через два года после

Таблица 8.1

Строительство				Производство							
Годы	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Чистый поток платежей	-1,5	-1,5	-2,0	0,375	0,625	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25

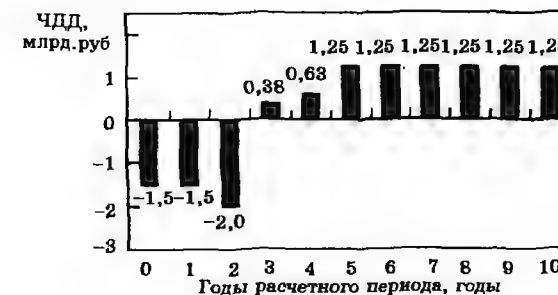


Рис. 8.3. Чистый поток платежей

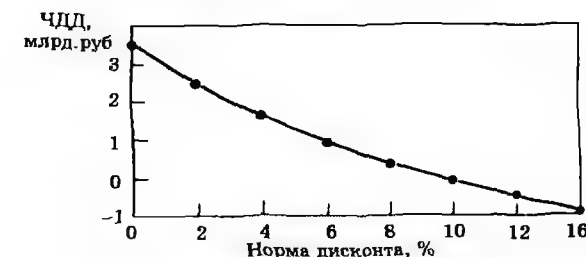


Рис. 8.4. Зависимость ЧДД от нормы дисконта

этого, т.е. с пятого года, то инвестиционный проект становится неэффективным уже при ставке более 7 %.

Один из основных факторов, определяющих величину чистого дисконтированного дохода — масштаб деятельности, проявляющийся в «физических» объемах инвестиций, производства, продаж. Отсюда вытекает естественное ограничение на применение этого метода при сравнении значительно различающихся по этой характеристике проектов: большее значение ЧДД не всегда будет соответствовать более эффективному варианту капиталовложений.

Внутренняя норма доходности объекта. Для использования метода чистого дисконтированного дохода нужно заранее знать ставку дисконта. Поэтому более широкое распространение получил метод, в котором субъективный фактор сведен к минимуму, а именно метод внутренней нормы доходности.

Значение нормы дисконтирования, при котором чистый дисконтированный доход становится равным нулю (см. рис. 8.4) называется внутренней нормой доходности.

Таким образом, внутренняя норма доходности (окупаемости, прибыли, рентабельности, эффективности, *IRR*) объекта представляет собой коэффициент дисконтирования, при котором сумма дисконтированных притоков денежных средств (без учета источников финансирования) равна величине дисконтированных оттоков денежных средств за расчетный период, включающий в себя период строительства и достаточно длительный период эксплуатации объекта. По существу этот показатель характеризует рентабельность проекта с учетом разновременности доходов и расходов. Используется в том случае, когда еще неизвестен источник финансирования.

Внутренняя норма доходности объекта (ВНД) в этом случае определяется из выражения [15]:

$$\sum_{t=0}^{T_p} \Delta_t (1 + E_{\text{вн}})^{-t} = 0, \quad (8.11)$$

где $E_{\text{вн}}$ — внутренняя норма доходности, являющаяся в данном случае искомой величиной и обеспечивающая справедливость равенства (8.11), определяется методом последовательных приближений при различных ставках дисконта. В рассмотренном примере $E_{\text{вн}} = 9,6\%$.

Критерием эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения внутренней нормы доходности над средней величиной норматива дисконтирования, $E_{\text{ср}}$, (см. с. 157):

$$E_{\text{вн}} > E_{\text{ср}}.$$

При сопоставлении нескольких вариантов сооружения проектируемого объекта, критерием оптимальности варианта является выражение:

$$E_{\text{вн}} \Rightarrow \max.$$

Экономический смысл этого показателя можно пояснить следующим образом. В качестве альтернативы вложениям финансовых средств в инвестиционный проект рассматривается помещение тех же средств (так же распределенных по времени вложения) под некоторый банковский процент. Распределенные во времени доходы, получаемые от реализации инвестиционного проекта, также помещаются на депозитный счет в банке под тот же процент.

При ставке ссудного процента, равной внутренней норме доходности, инвестирование финансовых средств в проект даст в итоге тот же суммарный доход, что и помещение их в банк на депозитный счет. Таким образом, при этой ставке ссудного процента обе альтернативы помещения финансовых средств экономически эквивалентны. Если реальная ставка ссудного процента меньше внутренней нормы доходности проекта, то инвестирование средств в него выгодно, и наоборот. Следовательно, $E_{\text{вн}}$ — граничная ставка ссудного процента, разделяющая эффективные и неэффективные инвестиционные проекты.

Величина $E_{\text{вн}}$ зависит не только от соотношения суммарных капитальных вложений и доходов от реализации проекта, но и от их распределения во времени. Чем больше растянут во времени процесс получения доходов в результате сделанных вложений, тем ниже значение внутренней нормы доходности.

Форма кривой, подобная приведенной на рис. 8.4 соответствует проектам с инвестициями, осуществляемыми в начале жизненного цикла. В этом случае график один раз пересекает нулевую отметку, что типично для большинства инвестиционных проектов, и соответственно уравнение (8.11) имеет единственный положительный корень, соответствующий значению $E_{\text{вн}}$.

Однако на практике могут встречаться и более сложные случаи, когда это уравнение имеет несколько положительных корней. Это может, например, произойти, когда уже после первоначальных инвестиций в производство возникает необходимость в крупной модернизации или замене оборудования на действующем производстве. В последнем случае следует руководствоваться наименьшим из полученных значений.

Расчет внутренней нормы доходности часто применяется в качестве первого шага при экономическом анализе инвестиционного проекта. Для дальнейшего анализа отбираются те инвестиционные проекты, которые имеют $E_{\text{вн}}$ не ниже некоторого порогового значения.

В зависимости от инвестиционных целей могут приниматься минимальные (пороговые) значения внутренней нормы доходности (ВНД), представленные ниже:

Тип капитальных вложений	Пороговое значение, %
Вынужденные	Нет требований
Вложения с целью сохранения позиций на рынке (поддержание стабильного уровня производства)	6
Вложение в обновление основных средств (поддержание непрерывной деятельности)	12
Вложение с целью экономии текущих затрат (сокращение издержек)	15
Вложение с целью увеличения доходов (расширение деятельности, увеличение производственной мощности)	20
Рисковые капитальные вложения (новое строительство, внедрение новых технологий)	25

Срок окупаемости дисконтированных затрат. Этот срок характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта, используется в тех же случаях, что и ВНД.

Выражение (8.11) приобретает следующий вид:

$$\mathcal{E}_d = \sum_{t=0}^{T_{\text{ок}}} \mathcal{E}_t (1 + E_{\text{ср}})^{-t} = 0, \quad (8.12)$$

где $T_{\text{ок}}$ — последний год периода, после которого величина $\mathcal{E}_d$, определяемая с фиксированной нормой дисконта $E_{\text{ср}}$, приобретает положительное значение — искомая величина.

При определении срока окупаемости рекомендуется приводить доходы и расходы к моменту завершения инвестиций, t_c :

$$\sum_{t=0}^{T_{\text{ок}}} \mathcal{E}_t (1 + E_{\text{ср}})^{t_c - t} = 0. \quad (8.13)$$

При приведении доходов и расходов к моменту начала вложения инвестиций (8.12) срок окупаемости будет включать в себя и срок строительства.

Критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение: $T_{\text{ок}} < T_p$, если $T_{\text{ок}}$ включает в себя период строительства; или $T_{\text{ок}} < T_3$, если $T_{\text{ок}}$ определен по (8.13), при этом T_3 — период эксплуатации объекта.

На величину срока окупаемости, помимо доходов и расходов и их распределения во времени, существенное влияние оказывает норма дисконти-

рования. Наименьший срок окупаемости соответствует отсутствию дисконтирования, монотонно возрастая по мере увеличения ставки процента. Результаты расчета срока окупаемости в рассмотренном примере инвестиционного проекта при различных значениях нормы дисконтирования приведены ниже:

Норма дисконта, %	0	2	4	6	8	9,6
Срок окупаемости, лет	5,2	5,51	5,86	6,58	7,28	8

Срок окупаемости в данном примере не включает срок строительства. При норме дисконта равной ВНД срок окупаемости равен периоду эксплуатации объекта (периоду получения доходов). Таким образом, ВНД — предельная норма дисконтирования при которой срок окупаемости находится в пределах расчетного периода (периода эксплуатации объекта).

На практике могут встретиться случаи, когда срок окупаемости инвестиций не существует (или равен бесконечности). При отсутствии дисконтирования эта ситуация возникает, только если простой срок окупаемости больше периода эксплуатации. При дисконтировании доходов срок окупаемости может просто не существовать (стремиться к бесконечности) при определенных соотношениях между инвестициями, доходами и нормой дисконтирования. Далеко не всякий уровень дохода при всех прочих равных условиях приводит к окупаемости инвестиций. Срок окупаемости существует, если не нарушаются определенные соотношения между поступлениями и размером инвестиций. Так, при ежегодном поступлении постоянных доходов (считаем, что они поступают один раз в конце года) это соотношение имеет вид

$$(P_{\text{ч}t} + I_{\text{ам}t}) > K E_{\text{ср}}.$$

Если перечисленные требования не выполняются, то капиталовложения не окупаются за любой срок, точнее, этот срок равен бесконечности.

Срок окупаемости дисконтированных затрат всегда больше простого срока окупаемости при условии, что $E_{\text{ср}} > 0$. Между этими характеристиками существует взаимосвязь, которая зависит от вида распределения показателей чистого дохода во времени. Если эти суммы постоянны, то

$$T_{\text{ок}} = \frac{-\ln(1 - T_{\text{ок}п} E_{\text{ср}})}{\ln(1 + E_{\text{ср}})}. \quad (8.14)$$

Как видим, эта зависимость полностью определяется уровнем процентной ставки, причем при $T_{\text{ок}п} E_{\text{ср}} < 1$ инвестиции не окупаются.

Пример. Пусть $E_{\text{ср}} = 10\%$. Капиталовложения равны 40 млрд. руб., ежегодный чистый доход составляет 2 млрд. руб., срок эксплуатации объекта 25 лет.

Простой срок окупаемости инвестиций составляет 20 лет и говорит о том, что инвестиции окупаются в течение срока эксплуатации. Однако исходя из приведенного неравенства ежегодный чистый доход должен быть боль-

ше, чем произведение капиталовложений на норму дисконта, т.е. $40 \cdot 0,1 = 4$ млрд. руб. Отсюда следует, что срок окупаемости дисконтированных затрат не существует (равен бесконечности).

При ежегодном доходе 4,2 млрд. руб. срок окупаемости дисконтированных затрат существует, но составляет 31,5 лет, что больше периода эксплуатации объекта, т.е. инвестиции не окупаются. И только при ежегодном доходе выше 4,4 млрд. руб. $T_{ок} < 25$ лет.

Основной недостаток срока окупаемости — то, что он не учитывает весь период функционирования производства и, следовательно на него не влияют доходы, которые будут получены за пределами срока окупаемости. Поэтому этот критерий должен использоваться лишь в виде ограничения при принятии решения об инвестировании, т.е. из состава рассматриваемых вариантов должны быть исключены те, срок окупаемости которых выше некоторого принятого граничного значения.

Суммарные затраты. При сопоставлении двух или более альтернативных вариантов инвестиционного проекта, обеспечивающих равные результаты по годам, в качестве критерия оптимальности варианта может быть принят критерий минимума *суммарных (интегральных) дисконтированных затрат* за расчетный период:

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=0}^{T_p} (I'_t + K_t - K_{лик\ t})(1 + E_{cp})^{-t}, \Rightarrow \min. \quad (8.15)$$

Выбранный вариант должен быть обязательно проверен по другим приведенным критериям.

Удельные затраты на производство продукции. Показатель удельных затрат на производство продукции отражает минимальную расчетную цену единицы продукции:

$$Z_{уд} = \frac{Z_{\Sigma}}{\sum_{t=0}^{T_p} V_t(1 + E_{cp})^{-t}}, \quad (8.16)$$

где V_t — отпуск продукции по годам расчетного периода; Z_{Σ} — суммарные затраты, определенные по (8.15).

При сравнении двух или более вариантов основанием для выбора оптимального варианта является критерий: $Z_{уд} \Rightarrow \min$.

Полученные значения $Z_{уд}$ сопоставляются со средними ценами на продукцию.

В случае, если численная величина $Z_{уд}$ превышает цены на продукцию, то при дефиците ее в условиях отсутствия альтернативы может встать вопрос о пересмотре цен в сторону увеличения.

1. Назовите стадии инвестиционного цикла и дайте их краткую характеристику.
2. Какая исходная информация необходима для оценки эффективности инвестиционного проекта?
3. Какие простые и интегральные критерии финансово-экономической эффективности инвестиций и в чем их принципиальное отличие?
4. Для чего используются понятия будущей (наращенной) и текущей (дисконтированной) стоимости?
5. Что такое норматив дисконтирования и от чего он зависит?
6. Каким образом учитываются инфляция и риски в нормативе дисконтирования?
7. Каковы взаимосвязь между чистым дисконтированным доходом внутренней нормой доходности и нормативом дисконтирования?

Глава 9

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

9.1. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ

На первом этапе выявляются возможные альтернативные варианты решения поставленной задачи. Например, возможные схемы энергообеспечения заданной потребности в тепловой и электрической энергии, возможные варианты реконструкции существующего энергетического объекта, возможные варианты подготовки химически очищенной воды для различных целей, возможные варианты автоматизации отдельных технологических процессов и т.п.

На втором этапе для каждого из отобранных вариантов рассчитываются технико-экономические показатели, при необходимости и возможности оптимизируются основные технологические параметры (температура, давление, расходные показатели, КПД, экологические характеристики и т.д.). Оптимизация может проводиться на основе технических критериев (максимальный КПД, максимально возможная дополнительная выработка электроэнергии, минимальный удельный расход топлива и др.) или с использованием простых, или интегральных критериев. Если при оптимизации параметров не происходит изменения результатов (стоимости реализованной энергии или продукции), то целесообразно использовать показатель суммарных затрат за расчетный период Z_{Σ} , при различных производительностях (мощностях) энергетических установок — показатель удельных затрат на единицу продукции $Z_{уд}$ (или изменение этих показателей), которые определяются по (8.15) и (8.16).

Основанием для выбора альтернативного варианта служат минимальные значения Z_{Σ} и $Z_{уд}$. Расчеты проводятся в базисных (на момент проведения расчетов) ценах.

Формируются исходные данные для последующих этапов, которые включают:

развернутую во времени производственную программу (прогнозируемое количество реализуемых электроэнергии, теплоты, побочной и сопутствующей продукции);

тарифы на электроэнергию и теплоту и цены на побочную и сопутствующую продукцию;

издержки производства (I) с разделением на амортизационную составляющую (I_a), прочие условно-постоянные расходы ($I_{проч}$) и топливную (условно-переменную) составляющую (I_T);

развернутый во времени процесс инвестирования капитального строительства (капиталовложений) (K);

реальную (очищенную от инфляции) ставку дисконта.

На третьем этапе рассматриваются возможности сравнения вариантов, т.е. проверяются условия их сопоставимости и при необходимости проводятся дополнительные расчеты по приведению вариантов в сопоставимый вид.

Условия сопоставимости и состав критериев могут меняться в зависимости от целей и предназначения экономической оценки. На этапе сопоставления вариантов условия будут зависеть от степени автономности электростанции и необходимости учета взаимосвязей между производством энергетической продукции и существующей или перспективной потребностью в ней. Поэтому могут быть рассмотрены позиции:

владельца самостоятельного энергетического объекта, не входящего в АО-энерго; АО-энерго; потребителя энергии.

С позиции владельца самостоятельного энергетического объекта наиболее важным является завоевание рынка сбыта продукции, поэтому в данном случае не возникает вопроса о производственной сопоставимости сравниваемых вариантов, а в большей степени рассматриваются вопросы надежности энергоснабжения, конкурентоспособности и получения высокой доходности с рубля вложенного капитала. В данном случае более целесообразно использовать для оценки эффективности *внутреннюю норму доходности* и, в качестве граничного значения, *дисконтированный срок окупаемости*.

Если рассматривать позицию энергопредприятия, входящего в состав АО-энерго, то сравниваемые варианты обязательно должны быть приведены к одинаковому производственному эффекту (покрытие одной и той же потребности в энергии). Это может быть достигнуто либо введением коэффициентов долевого участия по мощности и электроэнергии [11], либо покупкой недостающего количества электроэнергии у другой смежной энергосистемы.

Кроме этого, в данном случае необходимо учитывать не только затраты самого производителя энергии — электростанции, но и затраты энергосистемы, связанные с передачей энергетической продукции потребителям по электрическим и тепловым сетям, а также изменение технико-экономических показателей других электростанций, входящих в АО-энерго. В качестве критерия могут быть использованы *минимум дисконтированных затрат* с проверкой *внутренней нормы доходности* и *ЧДД*.

При производстве побочной или сопутствующей продукции (побочная продукция — химически очищенная вода, сжатый воздух, проведение ремонтных работ; сопутствующая продукция — сухая зола, шлак, гипс, гранулированные удобрения и т.п.) сравнение следует проводить с вариантом

отсутствия подобного производства по *интегральным* показателям экономической эффективности.

Если рассматривать позицию потребителя, то возникает необходимость выбора самого дешевого варианта (с учетом надежности) покрытия существующей потребности, что при развитом рынке энергетической продукции включает следующие возможности:

- приобретение энергии по тарифам АО-энерго;
- приобретение энергии по договору с автономным энергопредприятием;
- строительство или приобретение собственной энергоустановки.

Оценку эффективности способов покрытия потребности целесообразно проводить по интегральным критериям, включающим возможные убытки потребителя при нарушении режима энергоснабжения в результате разной надежности вариантов. В качестве расчетного периода рассматривается период функционирования собственной энергоустановки.

• На четвертом этапе проводится сравнение и выбор варианта проекта сначала предварительно на основе простых критериев, а для проектов, прошедших этот отбор — по динамическим критериям, без учета источников финансирования проекта. Расчеты можно проводить в *базисных* (постоянных) ценах с использованием *реальной* ставки дисконта.

• На пятом этапе рассматриваются варианты финансирования выбранного проекта. В этом случае анализ может проводиться с позиции инвестора или с позиции производителя продукции.

Инвестора интересует доходность вкладываемого капитала, поэтому следует рассматривать варианты вложения одной и той же суммы капитала (сопоставимость по исходному капиталу), используя такие критерии, как *максимум чистого дисконтированного дохода* с одновременной проверкой уровня *внутренней нормы доходности*.

Для производителя важно:

- подобрать наиболее эффективную схему финансирования строительства объекта (сопоставимость по общему объему финансирования);
- определить соотношение собственного и заемного капиталов;
- оценить доходность собственного капитала;
- определить приемлемый уровень процентов за пользование кредитами;
- выяснить возможный срок полного возврата кредитов и процентов по ним.

Появляется необходимость пополнения состава ранее использованной исходной информации данными, характеризующими процесс финансирования, которые включают:

- состав источников финансирования (доли собственного и заемного капиталов);
- структуру финансирования капиталовложений развернутую во времени и по источникам финансирования;
- условия кредитования (проценты за кредит);
- схему погашения задолженности по кредитам (возврат кредита);

- условия начисления дивидендов (размер и сроки выплаты) по привилегированным акциям (при использовании акционерного капитала);
- схему распределения чистой прибыли предприятия;
- динамический ряд индексов инфляции;
- индекс общего изменения цен.

При использовании всего комплекса исходных данных оценивается финансовая реализуемость проекта энергетического объекта, составляются отчеты о движении наличности, прибыли, перспективный баланс проекта, рассчитываются и анализируются экономические и финансовые показатели хозяйственной деятельности энергопредприятия, оценивается его финансовая устойчивость и платежеспособность. На данном этапе рекомендуется проводить расчеты денежных потоков в прогнозных ценах, а для определения показателей эффективности использовать *расчетные* цены и *реальную* ставку дисконта [12]. Расчетные цены получаются делением прогнозных цен на индекс *общего* изменения цен.

На заключительном этапе анализируется чувствительность показателей проекта к изменениям рыночной ситуации, в первую очередь за счет колебаний цен на топливо, стоимости основных средств энергопредприятий, стоимости рабочей силы, тарифов на энергетическую продукцию, экологических требований, банковских ставок и процентов по кредитам, налоговых ставок и льгот, изменений в системе налогообложения, отклонений от прогнозируемой потребности в электрической и тепловой энергии, времени задержки платежей.

Кроме этого, анализируется чувствительность показателей к параметрам самого проекта: длительности строительства и выхода на режим нормальной эксплуатации, тенденций изменения переменных и постоянных издержек за счет оптимизации параметров и режимов использования энергооборудования.

В качестве оценочных показателей (критериев) при выполнении анализа чувствительности могут выступать внутренняя норма доходности, чистый дисконтированный доход, срок окупаемости, сумма накопленных к концу жизни проекта свободных денежных средств. На первой стадии анализа чувствительности производится попеременное варьирование факторов на $\pm 10\text{—}20\%$ при базовых значениях остальных. Определяется показатель чувствительности критерия, как отношение отклонения его к базовой величине. Далее производится ранжирование факторов в порядке убывания показателя чувствительности.

Расчеты денежных потоков рекомендуется проводить в прогнозных ценах и для расчета показателей использовать номинальную (включающую инфляцию) ставку дисконта.

9.2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

Сравнение показателей эффективности. Рассмотренные показатели эффективности тесно связаны между собой, так как в основу большинства из них положено дисконтирование потока платежей. Поэтому часто проект оказывается предпочтительным по всем показателям. Но это не всегда так, поскольку предпосылки и особенности расчета каждого показателя различаются. Поэтому возникает вопрос о предпочтительности использования тех или иных показателей.

Наибольшее распространение получили *внутренняя норма доходности* и *чистый дисконтированный доход*. Все другие показатели применяются значительно реже. Целесообразно применять одновременно оба указанных показателя, так как они характеризуют эффективность проекта с разных точек зрения.

Внутреннюю норму доходности можно рассматривать как качественный показатель, характеризующий доходность единицы вложенного капитала. Объективность, отсутствие зависимости от абсолютных размеров инвестиций и богатый интерпретационный смысл делают показатель внутренней нормы доходности исключительно удобным инструментом измерения эффективности капиталовложений.

Чистый дисконтированный доход — абсолютный показатель, отражающий масштабы инвестиционного проекта и получаемого дохода. Поэтому при сравнении значительно различающихся по масштабам проектов необходимо дополнительно определить доходность инвестиций ($R_{ин}$, $E_{ви}$).

Часто в практической деятельности встречаются случаи, когда издержки можно определить достаточно точно, а результаты гораздо сложнее выразить в денежных единицах. В этих случаях целесообразно использование показателя суммарных дисконтированных затрат, а если сравниваемые варианты различаются по производственному эффекту — показателя удельных дисконтированных затрат.

Помимо формализованных критериев оценки эффективности инвестиций следует учитывать различные ограничения и неформальные критерии. В качестве ограничений могут выступать предельный срок окупаемости инвестиций, требования по охране окружающей среды, безопасности персонала и т.д. Неформальными критериями являются, например: проникновение на перспективный рынок сбыта продукции, вытеснение с рынка конкурирующих компаний, политические мотивы и др.

Норматив дисконтирования затрат. При выборе ставки дисконтирования ориентируются на существующий или ожидаемый уровень ссудного процента. Рекомендуется применять так называемую минимально привлекательную ставку доходности. Практически выбирают конкретные ориентиры (доходность определенных видов ценных бумаг, банковских операций и

т.д.) с учетом условий деятельности соответствующих предприятий и инвесторов. Ставка дисконтирования в значительной мере зависит от хозяйственной конъюнктуры, перспектив экономического развития страны, мирового хозяйства и является предметом серьезных исследований и прогнозов.

Наиболее часто при анализе эффективности применяют три варианта ставки:

- усредненный показатель доходности акций;
- существующие ставки по кредиту (средне- и долгосрочному);
- субъективные оценки, основанные на опыте руководства предприятия.

При финансировании проекта за счет различных источников норма дисконта определяется по формуле

$$E_{ср} = \sum \alpha_i E_i,$$

где α_i — доля i -го капитала; E_i — ставка (доходность) i -го капитала.

Конкретные рекомендации по выбору $E_{ср}$ с учетом инфляции и риска приведены ниже.

Учет риска вложения капиталов в величине норматива дисконтирования. Даже в условиях стабильной экономики при развитых рыночных отношениях учет риска вложений — один из важнейших элементов при определении экономической эффективности инвестиций.

Риск в инвестиционном процессе независимо от его конкретных форм в конечном счете предстает в виде возможного уменьшения реальной отдачи капитала по сравнению с ожидаемой.

Очевидно, что вложения капиталов, связанные с большим или меньшим риском получения ожидаемого эффекта в полном размере могут быть оправданы лишь в тех случаях, если расчетная норма доходности на вложенный капитал будет превышать аналогичный показатель при условии вложения капитала в менее рискованные мероприятия. И, наоборот, желание получить как можно более высокие дивиденды, связано с необходимостью вложения средств в мероприятия, характеризующиеся некоторой степенью риска.

Так, при оговоренных стабильных условиях, к менее рискованным мероприятиям может быть отнесено вложение капитала в государственные ценные бумаги с нормой дохода E'_0 без учета инфляции.

Вложение средств в сооружение объекта, работающего по традиционной технологии, с точки зрения инвестора может быть целесообразным лишь в случае некоторого превышения ожидаемых доходов в сравнении с вариантом вложения капиталов в государственные ценные бумаги:

$$E_0 = E'_0 + \Delta E,$$

где ΔE — расчетный прирост численного значения норматива дисконтирования, учитывающий возможное недополучение ожидаемого эффекта в полном размере.

При решении вопроса об инвестировании мероприятий, связанных с внедрением новой техники в сооружаемые объекты, численная величина ΔE очевидно должна возрасти в сравнении с вариантом традиционных, освоенных технических решений.

Источником риска может служить недостаточная определенность ожидаемой динамики стоимости сырья, материалов, топлива, включая транспорт, уровня цен и тарифов, стоимости строительства проектируемых объектов и т.д.

В качестве первого приближения, расчетные уровни риска (ΔE) при определении экономической эффективности инвестиций рекомендуется принимать в размере:

для объектов с традиционными техническими решениями:

$$\Delta E = 0,02 - 0,03;$$

тоже, для объектов, внедряющих новую технику:

$$\Delta E = 0,03 - 0,1.$$

При этом меньшая величина относится к случаю внедрения лишь отдельных элементов новой техники, большая величина — к случаю сооружения объекта нового типа.

При конкретном проектировании рекомендуется численные значения ΔE принимать вариантно, в целях проверки полученных результатов на устойчивость.

В условиях недостаточно стабильной экономики диапазон численных значений величины ΔE должен быть значительно расширен.

Подготовка исходных данных. Учет инфляции. При подготовке исходных данных для расчетов и анализа принципиально важен выбор расчетной денежной единицы.

Для стоимостной оценки результатов и затрат могут использоваться базисные, мировые, прогнозные и расчетные цены.

Под *базисными* понимаются цены, сложившиеся в народном хозяйстве на определенный момент (момент проведения расчетов). Оценка экономической эффективности проекта в базисных ценах производится как правило на стадии технико-экономических исследований (выбора вариантов осуществления инвестиционного проекта).

На стадии технико-экономического обоснования, оценки финансовой состоятельности проекта, составлении финансового раздела бизнес-плана рекомендуется проводить расчет денежных потоков в прогнозных ценах, а для определения показателей эффективности использовать *расчетные* цены (9.2).

При использовании *базисных* (постоянных) цен обеспечивается соизмеримость всех стоимостных показателей на протяжении всего срока жизни проекта, облегчается процесс подготовки исходных данных и интерпретации результатов. При этом необходимо учесть, что исходные параметры,

выражающие стоимость капитала (например, процентные ставки по кредитам, депозитным вкладам) должны быть очищены от инфляционной составляющей. Реальная ставка определяется:

при темпах инфляции 3—5 % в год

$$E_{\text{ср}} = E_{\text{ср}}^{\text{н}} - \alpha_{\text{и}};$$

при более высоких темпах инфляции

$$E_{\text{ср}} = \frac{E_{\text{ср}}^{\text{н}} - \alpha_{\text{и}}}{1 + \alpha_{\text{и}}},$$

где $E_{\text{ср}}$ — реальная ставка; $E_{\text{ср}}^{\text{н}}$ — номинальная ставка; $\alpha_{\text{и}}$ — общий темп инфляции; обычно реальная ставка (очищенная от инфляции) составляет ~ 10 %.

Расчет в прогнозных ценах (9.1) позволяет учесть влияние инфляции на величину денежных потоков.

Под инфляцией в общем случае понимается снижение покупательной способности единицы денежных средств, в результате чего прогнозируемые масштабы затрат и доходов по годам расчетного периода растут в соответствии с принятыми темпами инфляции.

Основное влияние на показатели эффективности инвестиционного проекта оказывает неоднородность инфляции (различная величина ее уровня по видам продукции и ресурсам).

Помимо этого даже однородная инфляция влияет на показатели инвестиционного проекта за счет:

- изменения влияния запасов и задолженностей (увеличение запасов материалов и кредиторской задолженности становится более выгодным, а запасов готовой продукции и дебиторской задолженности менее выгодным, чем без инфляции);

- увеличения потребности в чистом оборотном капитале;

- завышения налогов за счет отставания амортизационных отчислений от тех, которые соответствовали бы повышающимся ценам на основные фонды;

- изменения фактических условий предоставления кредитов и займов.

Наличие инфляции влияет на показатели проекта не только в денежном, но и в натуральном выражении, т.е. она приводит к изменению самого плана реализации проекта (планируемых величин запасов и задолженности, необходимых заемных средств и даже объемов производства и продаж).

Таким образом, при учете инфляционных процессов все виды денежных потоков должны приниматься с поправкой на соответствующие индексы изменения цен, учитывающие инфляцию по отношению к уровню цен на момент составления расчета (рассчитываться в *прогнозных* ценах):

прогнозная цена продукции или j -го ресурса:

$$C_{\text{п}j\text{т}} = C_{j\text{б}} J_{j\text{б}t}, \quad (9.1)$$

где $U_{пjt}$ — прогнозная цена в год t ; $U_{jб}$ — цена в базовом году; J_{jb} — индекс изменения цены от базового года к году t ;

темпер инфляции по j -му ресурсу в год t :

$$\alpha_{пjt} = J_{jt-1, t} - 1.$$

Суммируя затраты (доходы), рассчитанные по прогнозным ценам по всем видам ресурсов, получаем реальные (текущие) денежные потоки, учитывающие инфляцию, в том числе и структурную. Переход к расчетам в прогнозных ценах значительно увеличивает трудоемкость расчетов, но зато позволяет напрямую использовать номинальные банковские ставки.

Приведение значений показателей к *расчетным* ценам рекомендуется делать для того, чтобы при вычислении значений интегральных показателей исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить происходящее изменение в структуре цен, а также влияние инфляции на план осуществления проекта. Для этого все денежные потоки делят на индекс *общего* изменения цен и используют реальную ставку дисконта

$$U_{рjt} = U_{пjt} / (1 + \alpha_{пj}). \quad (9.2)$$

При определении интегральных показателей в *прогнозных* ценах следует иметь в виду, что в случае учета инфляции при определении затрат и результатов по годам расчетного периода коэффициент дисконтирования должен в обязательном порядке учитывать инфляцию (т.е. используется $E_{ср}^n$), но со знаком минус в показателе степени, как это видно из формулы (8.9). Поэтому, рассмотренные показатели чистого дисконтированного дохода и срока окупаемости с приведением затрат к началу периода, не зависят от того учитывалась ли инфляция или нет.

Что касается показателя внутренней нормы доходности, то его численная величина очевидно будет различной в зависимости от учета или неучета инфляции. Однако знак в критерии при этом не будет меняться, поскольку численная величина $E_{ср}$ в правой части неравенства должна приниматься также с учетом или неучетом инфляции.

9.3. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА

Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций. На этой стадии прединвестиционных исследований должны быть определены источники финансирования проекта (соотношение собственного акционерного и заемного капитала).

Для владельца проекта или собственника представляет интерес определение чистого дохода с учетом того, что часть последнего может быть направлена на выплату процентов и погашение кредитов.

Чистый поток платежей при наличии заемного капитала определяется по формуле

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_t &= O_{pt} - I'_t - H_t - K_{ат} - K_{крt} - K_{процt} + K_{ликt} = \\ &= П_{чt} + I_{амt} - K_{ат} - K_{крt} - K_{процt} + K_{ликt}, \end{aligned}$$

где $K_{ат}$ — величина акционерного (собственного капитала); $K_{крt}$ — погашение задолженности (выплата кредита) в год t ; $K_{процt}$ — выплаты процентов по кредитам*.

Показатели экономической эффективности акционерного капитала определяются по формулам (8.1)–(8.16), где вместо суммарных инвестиций подставляется величина акционерного капитала.

При наличии заемного капитала (особенно в условиях высокой инфляции), как для инвестора и заказчика, так и для банка весьма важен вопрос, за какой период может быть возвращен кредит, предоставляемый на принятых в России условиях. Этот срок характеризует период, в течение которого полностью возвращаются банковские ссуды за счет дохода от реализации продукции и называется *сроком предельно возможного полного возврата банковских кредитов*. В такого рода расчетах рассматриваются различные варианты, в том числе и вариант полного отказа от использования чистой прибыли до окончания выплаты кредитов и процентов по ним (т.е. вся нераспределенная прибыль направляется на возврат ссуды и процентов по ней):

$$\sum_1^{T_{кр}} (K_{зкт} + K_{процt}) = \sum_1^{T_{кр}} (П_{чt} + I_{амt}),$$

где $K_{зкт}$ — величина заемного капитала (ссуды в банке) в год t .

В этой формуле искомой является величина $t = T_{кр}$, обеспечивающая равенство левой и правой частей формулы.

Рассматриваемый показатель помогает выявить как варианты строительства (условия кредитования строительства), при которых банковские ссуды могут быть возвращены, так и варианты, при которых банковские ссуды не могут быть возвращены. Последнее имеет место, когда расчетная величина прибыли, меньше суммы процентов на кредит, подлежащих выплате в соответствующий год. В этих условиях необходимо либо изменить параметры объекта, сократить продолжительность строительства и снизить его стоимость, либо подобрать инвесторов с более благоприятными условиями кредитования, либо поставить вопрос о корректировке цен на продукцию в большую сторону, либо вообще отказаться от строительства объекта.

*) Если проценты по инвестиционным кредитам выплачиваются до ввода объекта в эксплуатацию, то они включаются в состав капиталовложений в размере не превышающем ставку Центробанка РФ. После ввода объекта в эксплуатацию проценты по кредитам выплачиваются из чистой прибыли.

Оценка финансовой состоятельности инвестиционного проекта. Обеспеченность проекта финансовыми ресурсами в процессе его осуществления имеет исключительное значение.

Оценка финансовой состоятельности инвестиционного проекта основывается на трех формах финансовой отчетности, называемых «базовыми формами финансовой оценки»: отчет о прибыли, отчет о движении денежных средств, балансовый отчет. Основное отличие базовых форм финансовой оценки от существующих форм финансовой (бухгалтерской) отчетности в том, что они представляют будущее прогнозируемое состояние предприятия (инвестиционного проекта).

Все три формы основываются на одних и тех же исходных данных и должны корреспондироваться друг с другом. Каждая из форм включает информацию в законченном виде, но со своей, отличной от других, точки зрения. Для акционеров будущего предприятия наиболее интересен отчет о прибыли, тогда как для кредиторов более важными будут отчет о движении денежных средств и балансовый отчет.

Отчет о прибыли. Назначение этой формы — иллюстрация соотношения доходов, получаемых в определенный промежуток времени с расходами.

Отчет о прибыли необходим для оценки эффективности текущей хозяйственной деятельности. Анализ соотношения доходов с расходами позволяет оценить резервы увеличения собственного капитала. Еще одна функция этой формы — расчет величин налоговых выплат и дивидендов. Пример отчета о прибыли представлен в табл. 9.1.

Выручка от реализации продукции — это цена всего объема продукции, реализованной за определенный промежуток времени (без налогов на добавленную стоимость, акцизов и таможенных сборов).

Общие эксплуатационные издержки (себестоимость всего объема продукции) — затраты, связанные непосредственно с производством реализованной продукции, регламентируются соответствующим законодательством и нормативными актами.

Балансовая прибыль — масса прибыли до ее налогообложения. В зависимости от законодательства налогооблагаемая прибыль может быть уменьшена на величину льгот по прибыли.

Величина налога на прибыль рассчитывается с учетом системы льгот (например, на реинвестирование прибыли). В некоторых случаях часть прибыли может направляться на создание резервов или фондов специального назначения.

Величина дивидендов определяется условиями эмиссии акций предприятия. Акции делятся обычно на два типа: обыкновенные и привилегированные. Основное отличие между ними в соотношении права и ответственности: обыкновенные акции имеют право голоса, а привилегированные — нет. Зато держателям последних гарантируется выплата дивидендов (как правило, по фиксированной ставке), а держателям простых акций дивиден-

Таблица 9.1

Отчет о прибыли					
Наименование позиции	Обозначение	Интервал планирования			
		1	2	3	4
Выручка от реализации продукции	O_p	—	500	1000	2000
Общие эксплуатационные издержки, в т.ч.:	I	—	335	470	790
амортизационные	$I_{ам}$	—	50	50	50
условно-переменные	$I_{пер}$	—	160	320	640
прочие	$I_{пр}$	—	125	100	100
Балансовая прибыль	$P_б$	—	165	530	1210
Льготы по налогу на прибыль*	$P_л$	—	—	265	324,8
Налогооблагаемая прибыль	$P_{нал}$	—	165	265	885,2
Налог на прибыль	N	—	57,8	92,8	309,8
Чистая прибыль	$P_ч$	—	107,2	437,2	900,2
Проценты за кредит	$K_{проц}$	—	48	51,2	27,8
Дивиденды	D	—	—	—	100
Нераспределенная чистая прибыль	$P_{нер}$	—	59,2	386	772,4
То же нарастающим итогом	$\Sigma P_{нер}$	—	59,2	445,2	1217,6

ды начисляются в случае решения правления (или собрания акционеров) и при условии наличия прибыли.

Чистая прибыль за вычетом дивидендов и расходов по обслуживанию внешней задолженности — нераспределенная прибыль, которая может формировать так называемый «дополнительный» капитал проекта (в отличие от «основного», т.е. оплаченного акционерного капитала).

На основе приведенной формы выполняется анализ прибыльности проекта с использованием различных коэффициентов.

Отчет о движении денежных средств или отчет о формировании и использовании источников финансирования — важнейшая форма оценки инвестиционного проекта.

Необходимость подготовки данного отчета обусловлена тем, что понятия «доходы» и «расходы», используемые в отчете о прибыли, не отражают напрямую действительного движения денежных средств: затраты на реализованную продукцию не всегда относятся к тому же временному интервалу, в котором она была отпущена потребителю. Кроме того, в отчете

* При начислении налога на прибыль, облагаемая прибыль уменьшается на суммы, направленные на финансирование капиталовложений, на погашение кредитов банка, полученных и использованных на эти цели. Эта льгота предоставляется при условии полного использования организациями сумм начисленного износа (амортизации). Общая сумма льгот не должна снижать налог на прибыль более 50 %.

о прибыли отсутствует информация о других направлениях деятельности предприятия, кроме производственной (хозяйственной). Речь идет о финансовой и инвестиционной деятельности.

Отчет о движении денежных средств представляет информацию, характеризующую операции, связанные:

- во-первых, с *образованием* источников финансовых ресурсов;
- во-вторых, с *использованием* этих ресурсов.

В качестве источников средств в проекте выступают:

- увеличение собственного (акционерного) капитала (за счет эмиссии новых акций);
- увеличение задолженности (получение новых займов, кредитов);
- увеличение текущих (краткосрочных) пассивов (подлежащих оплате счетов);
- выручка от реализации продукции;
- прочие доходы (например, при ликвидации основных фондов — продаже), причем в случае выкупа акций или убытков от прочей реализации (списании несамортизированных основных фондов) в соответствующих позициях могут появиться отрицательные цифры.

Основные направления использования денежных средств:

- инвестиции в постоянные активы (капиталовложения);
- пополнение оборотного капитала (увеличение текущих активов);
- издержки, связанные с производственной деятельностью;
- обслуживание внешней задолженности — уплата процентов и погашение основного долга (кредита);
- расчеты с бюджетом (налоговые платежи);
- выплата дивидендов на акции.

Пример отчета о движении денежных средств представлен в табл. 9.2.

Важным моментом является то, что в качестве оттока средств при подготовке данной формы выступают эксплуатационные издержки без отчислений на амортизацию (реновацию). Амортизационные отчисления, являясь одной из статей затрат, не означают в действительности уменьшения денежных средств проекта. Напротив, накопленный износ постоянных активов — это один из источников финансирования развития проекта. Отсюда вытекает один из простейших способов оценки объема свободных денежных средств, которым располагает проект: он равен сумме чистой прибыли и амортизационных отчислений за установленный промежуток времени.

При составлении таблицы движения потоков наличности обязательным условием является *неотрицательное* сальдо баланса денежной наличности, т.е. ни в одном году расчетного периода не должно быть превышения оттока над притоком. В противном случае принимаются меры по изысканию дополнительных источников финансирования, например, краткосрочного кредита.

Балансовый отчет — это традиционный бухгалтерский баланс. В целях удобства анализа, а также в силу отсутствия необходимости и возможности большей степени подробности в проектной практике используется ба-

Таблица 9.2

Отчет о движении денежных средств

Наименование позиции	Обозначение	Интервал планирования			
		1	2	3	4
Увеличение собственного капитала (акционерный капитал)	$K_{акц}$	400	—	—	—
Увеличение долгосрочной задолженности (заемный капитал)	$K_{эк}$	600	40	—	—
Увеличение текущих пассивов (подлежащие оплате счета)	$K_{тп}$	—	30	30	60
Выручка от реализации продукции	O_p	—	500	1000	2000
Доходы от прочей реализации	$P_{пр}$	—	—	—	—
Итого приток наличности		1000	570	1030	2060
Увеличение постоянных активов (капиталовложения)	$K_{п}$	1000	—	—	—
Увеличение минимально необходимых текущих активов	$K_{там}$	—	179	122	254,2
Эксплуатационные издержки (без амортизации)	I'	—	285	420	740
Выплаты процентов	$K_{проц}$	—	48	51,2	27,8
Выплаты по кредитам	$K_{кр}$	—	—	293	347
Налоги	H	—	57,8	92,8	309,8
Дивиденды	D	—	—	—	100
Итого отток наличности		1000	569,8	979	1778,8
Денежная наличность	$K_{нал}$	—	0,2	51	281,2
Нарастающим итогом	$\Sigma K_{нал}$	—	0,2	51,2	332,4

ланс в агрегированной (укрупненной) форме. Пример балансового отчета представлен в табл. 9.3.

Назначение данной формы финансовой оценки инвестиционного проекта заключается в иллюстрации динамики изменения структуры имущества проекта (активов) и источников его финансирования (пассивов). При этом появляется возможность расчета общепринятых показателей, характеризующих такие стороны финансового состояния проекта, как коэффициентов ликвидности, оборачиваемости, платежеспособности и т.д.

К постоянным активам (постоянному капиталу) относятся основные фонды и нематериальные активы, тогда как к краткосрочным или текущим активам — оборотные средства. Источники финансирования постоянного капитала (долгосрочных инвестиций) подразделяются на собственные и заемные. Собственные источники финансирования чаще всего представлены акционерным капиталом, который делится на основной (оплаченный ак-

Таблица 9.3

Балансовый отчет					
Наименование позиции	Обозначение	Интервал планирования			
		1	2	3	4
Актив					
Постоянные (внеоборотные) активы:					
балансовая стоимость	$K_{п}$	1000	1000	1000	1000
начисленная амортизация	$I_{ам}$	—	50	100	150
остаточная стоимость	$K_{ост}$	1000	950	900	850
Текущие (оборотные) активы:					
запасы материальных ценностей	$K_{зап}$	—	30	60	120
незавершенное производство	$K_{нез}$	—	12,4	24,9	49,8
расходы будущих периодов	$K_{бп}$	—	—	—	—
готовая продукция	$K_{гот}$	—	57	84	148
прочие запасы и затраты	$K_{пр з}$	—	—	—	—
дебиторская задолженность	$K_{деб}$	—	65,5	114,8	222,0
краткосрочные финансовые вложения (ценные бумаги)	$K_{цб}$	—	—	—	—
денежные средства	$K_{ден}$	—	14,3	68,5	347,8
Итого текущих активов	$K_{та}$	—	179,2	352,2	887,6
Убытки	$K_{уб}$	—	—	—	—
Баланс (итого активов)	C	1000	1129,2	1252,2	1737,6
Пассив					
Источники собственных средств:					
акционерный капитал	$K_{а}$	400	400	400	400
нераспределенная прибыль	$П_{нер}$	0	59,2	445,2	1217,6
Итого собственных средств	$K_{с}$	400	459,2	845,2	1617,6
Долгосрочный заемный капитал	$K_{зк}$	600	640	347	—
Текущие (краткосрочные) пассивы:					
краткосрочная задолженность	$K_{кр з}$	—	—	—	—
кредиторская задолженность (счета к оплате)	$K_{кр з}$	—	30	60	120
авансы полученные	$K_{ав}$	—	—	—	—
прочие текущие пассивы	$K_{пр тп}$	—	—	—	—
Итого текущих (краткосрочных) пассивов	$K_{тп}$	—	30	60	120
Баланс (итого пассивов)	C	1000	1129,2	1252,2	1737,6

ционерами) и дополнительный капитал, представляющий накопленную нераспределенную прибыль. Заемные источники — это долгосрочные кредиты банков, займы.

Текущие пассивы соответствуют краткосрочным пассивам или обязательствам, куда относятся и краткосрочные займы.

Чистый оборотный капитал — разность между текущими активами и текущими пассивами. В то же время разность между *нормируемыми текущими активами* и *нормируемыми текущими пассивами* представляет минимальную потребность в оборотном капитале или *нормируемый оборотный капитал*.

Коэффициенты финансовой оценки проекта. В процессе своего осуществления инвестиционный проект должен обеспечивать достижение двух главных целей бизнеса: получение приемлемой прибыли на вложенный капитал и поддержание устойчивого финансового состояния. Анализ этого может быть выполнен с помощью коэффициентов финансовой оценки.

Ценность использования финансовых коэффициентов для оценки инвестиционных проектов заключается в применении системы стандартизованных критериев, которые могут выступать в качестве целевых функций при выборе оптимального сочетания исходных параметров.

Коэффициенты могут быть разбиты на четыре основные категории: показатели рентабельности, оценки использования инвестиций, оценки финансового состояния, привлечения заемных средств.

Наиболее часто применяемые коэффициенты приведены в табл. 9.4.

Коэффициент рентабельности активов показывает, каким является уровень отдачи общих инвестиций в проект за установленный промежуток времени. Коэффициент рентабельности капиталовложений — рентабельность постоянного или инвестированного капитала аналогичен первому, только из знаменателя исключены текущие активы, для того чтобы сгладить колебания, связанные с изменениями в текущей хозяйственной деятельности.

Показатель рентабельности акционерного капитала представляет наибольший интерес для владельцев (акционеров) проектируемого предприятия.

Рентабельность продаж показывает долю прибыли в общей выручке. Однако трактовать данный показатель как критерий успешности было бы неверно, так как при его расчете не учитываются капитальные вложения. Этот показатель дополняется оценкой отношения полной себестоимости к величине выручки от реализации, которая может использоваться при анализе затратной политики.

Вторая группа финансовых коэффициентов — показатели использования инвестированного капитала, называемые иногда коэффициентами трансформации. Из расчетных формул можно вывести, что рентабельность общих активов равна произведению рентабельности продаж на оборачиваемость общих активов.

Таблица 9.4

Позиции	Обозначение	Формула	Интервал планирования	
			3	4
Показатели рентабельности				
Рентабельность активов	R_c	P_q / C^*	0,367	0,602
Рентабельность капиталовложений	R_k	P_q / K_p	0,437	0,900
Рентабельность акционерного капитала	R_a	P_q / K_a	1,093	2,250
Рентабельность продаж	R_o	P_q / O_p	0,437	0,450
Стоимость (себестоимость) продаж	R_s	I / O_p	0,470	0,395
Оценка использования инвестиций				
Оборачиваемость активов	n_c	O_p / C	0,840	1,338
Оборачиваемость капиталовложений (показатель фондоотдачи)	$n_{фп}$	O_p / K_p	1,000	2,000
Оборачиваемость акционерного капитала	$n_{фа}$	O_p / K_a	2,500	5,000
Оборачиваемость чистого оборотного капитала	$n_{об}$	$O_p / (K_{та} - K_{тп})$	4,531	3,774
Оценка финансового положения				
Коэффициент общей ликвидности	$\kappa_{ол}$	$K_{та} / K_{тп}$	5,870	7,397
Коэффициент мгновенной ликвидности	$\kappa_{мл}$	$(K_{ден} + K_{уб}) / K_{тп}$	1,142	2,898
Коэффициент покрытия (платежеспособности)	$\kappa_{пок}$	$(K_{эк} + K_{тп}) / C$	0,342	0,080
Привлечение заемного капитала				
Коэффициент автономии	$\kappa_{ав}$	K_c / C	0,675	0,931
Коэффициент соотношения заемных и собственных средств	$\kappa_з$	$K_з / K_c$	0,411	0

Целая группа показателей оборачиваемости может использоваться для определения скорости движения денежных средств по различным текущим счетам действующего предприятия (запасы материалов, незавершенное производство и т.д.). В силу известной специфики подготовки исходных данных для оценки инвестиционного проекта подобная информация не будет иметь какой-либо особой ценности. Определенный интерес вызывают коэффициенты оборачиваемости оборотного капитала и фондоотдачи. Эти показатели характеризуют эффективность использования постоянного и оборотного капитала.

* Если оба показателя (числитель и знаменатель) выбираются из одной таблицы, то используются текущие цифры, а если один показатель из балансового отчета, а другой из табл. 9.1, то используются среднегодовые значения табл. 9.3, например, $C = (C_{t-1} + C_t) / 2$.

Показатели первых двух групп отражают успешность предполагаемой к осуществлению производственной и маркетинговой политики.

Третья группа включает в себя индикаторы устойчивости финансового состояния предприятия и его кредитоспособности: показатели ликвидности и платежеспособности. Критерий ликвидности — способность предприятия (проекта) покрывать текущие обязательства. Для измерения этой способности используются два показателя: коэффициент общей ликвидности и показатель мгновенной ликвидности.

Коэффициент общей ликвидности — отношение текущих активов к текущим пассивам, уровень которого рекомендуется поддерживать не ниже 2. Коэффициент мгновенной (абсолютной) ликвидности представляет отношение высоко ликвидных активов (денежных средств и рыночных ценных бумаг) к краткосрочным обязательствам (текущим пассивам). Допустимым признается его значение в пределах от 0,5 до 1,2. Смысл данного показателя заключается в оценке возможности проекта в сжатые сроки погасить имеющиеся текущие обязательства. Этот коэффициент — один из наиболее распространенных критериев надежности предприятия с точки зрения оплаты поставок и краткосрочных банковских кредитов.

Коэффициенты оценки платежеспособности относятся к показателям, характеризующим финансовый риск. Под платежеспособностью при этом понимается степень покрытия имеющихся внешних обязательств имуществом (активами) проекта. Коэффициент общей платежеспособности (коэффициент общего покрытия) рассчитывается как отношение всей суммы задолженности к общим активам.

Выбор оптимального сочетания акционерного и заемного капитала — выбор между относительно более низкой стоимостью кредитов (по сравнению с дивидендами) и риском, связанным с обязательствами по обслуживанию внешней задолженности, не допускающими отсрочки платежей. При этом надо учитывать так называемый «эффект рычага», заключающийся в том, что при увеличении доли заемных средств, уровень доходности собственного (акционерного) капитала растет. Однако высокий удельный вес внешних источников финансирования снижает маневренность проекта с точки зрения привлечения дополнительных финансовых ресурсов.

Учет фактора неопределенности и оценка риска. На всех стадиях прединвестиционных исследований в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Поэтому общая оценка инвестиционного проекта должна выполняться с учетом возможных изменений внешних и внутренних параметров при его осуществлении.

В качестве внешних влияющих факторов обычно рассматриваются:

- будущий уровень инфляции;
- изменение цен и спроса на продукцию;
- изменение цен на сырье;
- изменение ссудных или банковских процентов;
- изменение налоговых ставок.

К внутренним параметрам проекта относятся:

- изменение сроков и стоимости строительства;
- темпы освоения производства продукции;
- изменение потребности в различных видах сырья и материалов;
- динамика сбытовых расходов и т.д.

Существуют следующие методы учета неопределенности при оценке эффективности инвестиционных проектов:

- включение рискованной надбавки в величину ставки дисконта;
- вероятностный анализ;
- расчет критических точек;
- анализ чувствительности;
- сценарный подход.

Рассмотрим подробнее указанные методы.

Включение *рискованной надбавки* в величину ставки дисконта является распространенным, наиболее простым, но весьма приближенным и достаточно грубым способом учета неопределенности.

Наиболее точный (но и наиболее сложный с технической точки зрения) способ учета фактора неопределенности — *вероятностный анализ*. Его суть заключается в том, что для каждого влияющего фактора строится кривая вероятности значений (по трем-пяти точкам). Последующий анализ может идти по одному из двух направлений: либо определением и использованием в расчетах средневзвешенных величин, либо построением «дерева вероятностей» и выполнением расчетов по каждому из возможных сочетаний варьируемых значений, в результате которого строится график вероятности результирующих показателей (ЧДД, ВНД). В первом случае ожидаемое значение ЧДД определяется по формуле математического ожидания:

$$\mathcal{E}_{\text{дож}} = \sum \mathcal{E}_i P_i,$$

где $\mathcal{E}_i$ — чистый дисконтированный доход при i -м условии реализации; P_i — вероятность реализации этого условия.

Несомненно, что проведение вероятностного анализа инвестиционного проекта требует выполнения весьма значительного объема вычислений, особенно во втором случае.

Методы расчета *критических точек* проекта обычно представлены расчетом, так называемой, точки безубыточности, применяемой по отношению к объемам производства или реализации продукции. Его смысл в определении минимально допустимого (критического) уровня производства, при котором проект становится безубыточным. Таким образом, критический объем производства представляет минимальный объем производства продукции, обеспечивающий равенство выручки от реализации продукции и издержек на ее производство. Для аналитического расчета точки безубы-

точности необходимо разделить все издержки на условно-переменные (связанные с объемом производства) и условно-постоянные (фиксированные) и подставить эти значения в формулу

$$V_{\text{кр}} = \frac{I_{\text{пос}}}{O_p I_{\text{пер}}} 100,$$

где $I_{\text{пос}}$ — условно-постоянные издержки; $I_{\text{пер}}$ — условно-переменные издержки; $V_{\text{кр}}$ — критический объем производства, %.

Для использования этого метода должен быть выбран интервал планирования (год t), на котором достигается полное освоение производственных мощностей. Проект признается устойчивым, если найденная величина не превышает 75—80 % от нормального уровня.

Несмотря на простоту и высокую интерпретационную ценность, метод расчета точки безубыточности имеет существенный недостаток, заключающийся в использовании исходных данных только по одному году для заключения об устойчивости проекта на всем протяжении срока жизни.

Кроме расчета точки безубыточности можно определять другие критические точки, в которых изменяемыми параметрами могут быть разные факторы (например, цена продукции, кредитные ставки, налоговые выплаты и т.д.), а критериями — сумма накопленных денежных средств, ВНД, ЧДД.

Расчет двух критических точек представлен на рис. 9.1. На графике видно, что рассматриваемый инвестиционный проект будет в состоянии погасить внешнюю задолженность только при условии достижения объемов производства не ниже 92 % от запланированных и цене реализации продукции не ниже 96 %, чем предполагается в исходном варианте.

Если речь идет о финансировании за счет кредитов, то анализируемым фактором может быть величина кредитной ставки, при которой проект будет не в состоянии погасить задолженность. В дальнейшем может быть получено n -мерное (по числу критических точек) описание поля допустимых значений, в пределах которого проект оказывается состоятельным с финансовой и экономической точек зрения.

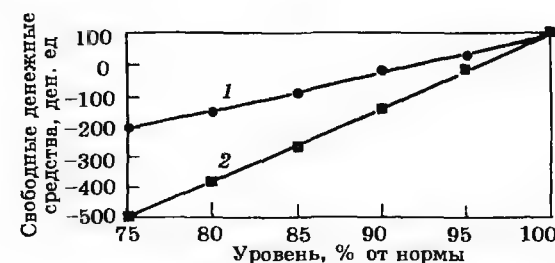


Рис. 9.1. Расчет критических точек
1 — объем производства; 2 — цена продукции

Другой метод решения этой задачи — анализ чувствительности или устойчивости инвестиционного проекта к изменениям внешних факторов и параметров самого проекта. Его суть заключается в измерении степени влияния отклонения того или иного параметра от номинального или среднего (базового) значения на результирующие показатели проекта. Анализ чувствительности позволяет определить ключевые, с точки зрения устойчивости проекта, параметры исходных данных, а также рассчитать их критические, т.е. предельно-допустимые, с точки зрения экономической эффективности, значения. При анализе чувствительности охватывается весь срок жизни проекта, а не отдельно взятый интервал планирования (как при определении точки безубыточности).

Факторы, варьируемые в процессе анализа, можно разделить на две основные группы:

- влияющие на объем поступлений;
- факторы, влияющие на объем затрат.

Обычно в качестве варьируемых факторов принимаются:

- показатели инфляции;
- физический объем продаж как следствие емкости рынка, доли предприятия на рынке и потенциала роста рыночного спроса;
- цена продукции и тенденции ее изменения;
- переменные издержки и тенденции их изменений;
- постоянные издержки и тенденции их изменений;
- требуемый объем инвестиций;
- стоимость привлекаемого капитала (проценты по кредитам, ставка дисконта).

Эти факторы непосредственно влияют на объемы поступлений и затраты. Кроме этого, имеются факторы, косвенно влияющие как на объем поступлений так и на затраты. К ним относятся так называемые «временные» факторы, особенно значимые в условиях инфляции:

- длительность строительства и выхода на режим нормальной эксплуатации;
- длительность технологического цикла изготовления продукции;
- время, затрачиваемое на реализацию продукции;
- время задержки платежей.

В качестве оценочных показателей (критериев) при выполнении анализа чувствительности могут выступать внутренняя норма доходности, чистый дисконтированный доход, срок окупаемости, сумма накопленных к концу жизни проекта свободных денежных средств. На первой стадии анализа чувствительности производится попеременно варьирование факторов на $\pm 10\text{--}20\%$ при базовых значениях остальных. Определяется показатель чувствительности критерия как отношение отклонения его к базовой величине. Далее проводится ранжирование факторов в порядке убывания показателя чувствительности. Пример такого анализа чувствительности показан в табл. 9.5.

Таблица 9.5 а

Ранжирование влияющих факторов

Оцениваемые факторы, X	$\Delta X, \%$	Y_6	Y	$\Delta Y = Y_6 - Y$	$\delta Y = \Delta Y / Y_6, \%$	$\delta Y / \Delta X$	Рейтинг
Ставка дисконта	10	5,32	4,52	0,50	9,40	0,94	6
Объем инвестиций	10	5,32	4,67	0,65	12,22	1,22	6
Переменные затраты	10	5,32	3,15	2,17	40,79	4,08	2
Постоянные затраты	10	5,32	3,61	1,71	32,14	3,21	3
Объем производства	10	5,32	2,37	2,95	55,45	5,55	1
Цена реализации	10	5,32	3,78	1,54	28,95	2,89	4

Таблица 9.5 б

Оцениваемые факторы	$\delta Y / \Delta X$	Степень важности	Точность прогноза
Ставка дисконта	10,94	очень высокая	средняя
Объем производства	5,55	высокая	высокая
Переменные затраты	4,08	средняя	средняя
Постоянные затраты	3,21	средняя	средняя
Цена реализации	2,89	средняя	низкая
Объем инвестиций	1,22	низкая	средняя
Ставка дисконта	0,94	низкая	средняя

Примечание. X — оцениваемые факторы; ΔX — шаг изменения; Y_6 — базовое значение критерия; Y — значение критерия; $\Delta Y = Y_6 - Y$ — изменение критерия; $\delta Y = \Delta Y / Y_6$ — относительное изменение, %; $\delta Y / \Delta X$ — показатель чувствительности.

В зависимости от степени влияния фактора на величину критерия их можно условно разделить на три группы чувствительности: высокую, среднюю и низкую. Для принятия правильного решения большое значение имеет также уровень надежности и точности прогноза (достоверности) исходной информации, который тоже можно оценить как высокий, средний и низкий.

Существуют правила:

- при высокой чувствительности и низком уровне надежности и точности прогноза проводят повторную проверку исходной информации, уточнение ее и исследование показателей эффективности проекта повторно, а при среднем уровне надежности необходим анализ всех отклонений рассматриваемого фактора от расчетных параметров в процессе осуществления проекта и постоянный контроль за ним;

- при средней чувствительности и низком уровне надежности рекомендуется отслеживать отклонения рассматриваемого параметра, а при высокой надежности и точности прогноза про этот фактор можно забыть;

- при низкой чувствительности и низком уровне точности прогноза еще есть необходимость контроля данного параметра, а при высоком уровне точности прогноза можно про этот фактор забыть.

Таблица 9.6

Метод сценарного подхода		
Показатели	Изменение значений по сравнению с базовыми	
	пессимистический прогноз	оптимистический прогноз
Объем производства	↓ 10 %	↑ 5 %
Цена продукции	↓ 15 %	прежняя
Переменные затраты	↑ 10 %	↓ 10 %
Потребность в оборотном капитале	↑ 10 %	↓ 5 %
Источники образования капитала	50 % собственного	100 % собственного
ЧДД	– 1380	3940
ВНД	7,6	27,8

В результате анализа чувствительности можно не только уточнить те факторы, которые в наибольшей степени влияют на показатели эффективности проекта, но и наметить мероприятия по устранению их негативного воздействия. Например, если цена — критический фактор, то имеет смысл по-новому оценить качество маркетинговых исследований, рассмотреть возможность снижения стоимости проекта и т.д.

Задача анализа может быть усложнена, а результаты могут быть более интересными, если учитывать наличие взаимосвязей между различными факторами, например, между ценой на продукцию и объемом продаж. Полученная информация может быть использована для определения оптимального или наиболее вероятного сочетания таких параметров.

В ряде случаев при анализе чувствительности не на единичные факторы, а на их совокупность возникает необходимость в составлении сценариев. Такой «сценарный» метод довольно широко используется на Западе.

Рассматриваются обычно три сценария: оптимистический — при самом благоприятном стечении обстоятельств, пессимистический — при самом неблагоприятном развитии событий и нормальный. Пример сценарного подхода представлен в табл.9.6.

Такой анализ неопределенности позволяет определить степень устойчивости проекта к вероятному негативному воздействию внешних факторов. Если проект достаточно устойчив, это серьезно повышает его привлекательность в глазах инвестора. И, наоборот, проект, имеющий высокие показатели эффективности, может (и должен) быть отвергнут, если будет установлена его слишком сильная зависимость от благоприятного стечения обстоятельств.

Вопросы для повторения

1. Какие методы оценки эффективности лучше использовать при сравнении различающихся по масштабу проектов?

2. Какие методы оценки эффективности используются при сравнении проектов с разным жизненным циклом?
3. Как определяется величина норматива дисконтирования при разной структуре капитала?
4. Назовите методы учета риска и неопределенности исходной информации при оценке эффективности?

Глава 10

БИЗНЕС-ПЛАН ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

10.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Бизнес-план — документ, в котором формулируются цели предлагаемого к реализации проекта (на базе уже существующего или создаваемого предприятия), определяется необходимый комплекс мер в области производства, маркетинга и организационных структур, конечные результаты реализации проекта и необходимые для этого средства.

Результатом этой работы должен быть документ, который позволил бы лучше организовать работу на начальном этапе становления предприятия и дал бы убедительные аргументы при контактах с потенциальными инвесторами.

Разработка бизнес-плана носит перспективный характер — он готовится на ряд лет вперед. При этом данные по первому году реализации бизнес-плана разрабатываются обычно с разбивкой по месяцам, а на последующие годы приводятся в годовом исчислении.

Разработка бизнес-плана позволяет решить следующие задачи:

- представить перспективную рыночную идею;
- определить на ее основе конкретные цели предприятия и количественно их оценить;
- определиться с конечными сроками и графиком работы;
- разработать комплекс программ в различных сферах деятельности предприятия (НИОКР, производство, маркетинг, организационные меры), которые обеспечат реализацию проекта;
- определить систему контроля за реализацией проекта;
- определить общую стоимость проекта, его доходность и рентабельность;
- подготовить предложения по объемам и формам внешнего финансирования;
- выявить трудности реализации проекта и заранее к ним подготовиться;
- убедить на основе всего перечисленного потенциальных инвесторов в перспективности и надежности проекта.

Бизнес-план должен отвечать ряду требований, которые были определены в ходе мировой практики, а именно должен быть:

- полным, т.е. содержать всю информацию, которая необходима инвестору для принятия решений;
- разработан на срок, достаточный для завершения проекта или вывода на запланированный уровень производства и сбыта;

- доказательным, т.е. опираться на реальные и обоснованные предложения;
- комплексным, т.е. содержать систему взаимосогласованных мер в различных областях деятельности фирмы;
- перспективным, т.е. предоставлять возможность его дальнейшего развития;
- достаточно гибким, чтобы в него можно было вносить коррективы с учетом хода реализации;
- инструментом контроля, позволяющим отслеживать по системе конкретных показателей и сроков график работ и соответствие фактических результатов плановым заданиям;
- понятным, т.е. написанный простым и ясным языком с четкими формулировками;
- компактным, не превышая 20—25 страниц даже для достаточно масштабных и сложных проектов.

Все перечисленные задачи бизнес-плана и требования к нему с достаточной степенью определенности формируют общую структуру этого документа.

Рекомендуемая структура бизнес-плана — типовая, однако содержание конкретных бизнес-планов в значительной степени зависит от характера реализуемого проекта. Объем документа, степень соответствия его типовой структуре, детализация информации и характер ее представления не могут в полной мере совпадать для различных проектов.

Предлагаемый макет следует рассматривать в качестве своеобразного перечня вопросов, на которые должны быть даны ответы при подготовке документов, по своему характеру соответствующих бизнес-плану. Конкретные показатели, наполняющие те или иные его разделы, будут безусловно носить специфический характер в каждом отдельном случае.

10.2. СОДЕРЖАНИЕ БИЗНЕС-ПЛАНА ПРОЕКТА

Бизнес-план имеет типовую структуру, включающую следующие разделы:

- Общая характеристика проекта (резюме).
- Цели разработки проекта.
- Анализ рынков сбыта.
- Стратегия маркетинга.
- План производства.
- Организационный план.
- Юридический план.
- Экологическая информация.
- Социальная реакция.
- Финансовый план.
- Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций.
- Стратегия финансирования.
- Приложения.

Кратко излагаются выводы из всех следующих разделов бизнес-плана (объемом в 3—4 страницы):

название проекта;
общее описание проекта, его целей;
общая характеристика технологии и оборудования (например, для электростанций: установленная мощность, тип, количество и технико-экономические характеристики энергоблоков, включая удельный расход топлива; режим работы электростанции и т.д.);

график реализации проекта (по блокам для электростанций): дата начала и окончания проекта, период сооружения, период освоения, период производства;

размещение предприятия: характеристика местности, расстояние от ближайшего крупного города, площадь занимаемого земельного участка, условия и документы отвода земельного участка, незадействованная земельная площадь, транспортные коммуникации, связывающие город с другими регионами — железные и автомобильные дороги, водные пути, межсистемные и внутрисистемные линии электропередачи, системы связи и телекоммуникации;

производственные здания: количество и общая площадь зданий;
характеристика инфраструктуры и гражданского строительства;
обеспеченность топливом, включая его доставку;
характеристика персонала (численность, квалификация и т.д.);
управление реализацией проекта в период его сооружения и эксплуатации;
форма собственности и правовой статус предприятия: государственное владение, независимая акционерная компания, совместное предприятие и т.д.;
обеспеченность сбыта энергии;
экологическая характеристика;
социальная реакция;
требуемая сумма капитальных вложений и предполагаемые источники финансирования;
результаты финансового анализа.

Цели разработки проекта:

дается краткое обоснование идеи проекта;
перечисляются виды продукции — основные, побочные, сопутствующие;
определяется расположение предприятия;
производится выбор района и конкретной площадки для размещения объекта;
приводятся условия и документы отвода земли (этот раздел особенно важен, если проект предусматривает создание нового объекта);

если проводится технико-экономическое обоснование проекта, осуществляемого действующим предприятием, то оценивается необходимость выделения и расширения площадей, возможность их перераспределения и т. д.;

рассчитываются стоимости земельного участка, арендной платы и тому подобное по выбранному варианту размещения. Оцениваются затраты на инфраструктуру; обсуждаются международные и межотраслевые аспекты проекта.

Анализ рынков сбыта включает проработку вопросов по следующим направлениям:

устанавливается насыщенность рынка предлагаемой продукцией (основной, побочной и сопутствующей);

определяются современная и перспективная структура потребителей;

анализируются факторы, оказывающие влияние на изменение спроса; оценивается конкуренция со стороны крупнейших производителей аналогичной продукции (выделяется свой собственный сегмент рынка);

выбирается стратегия обеспечения конкурентоспособности, которая, как правило, может относиться к одной из категорий или их комбинации:

ориентация на низкие издержки;

высокое качество и, в силу этого, более высокие издержки;

прогноз тарифов на электроэнергию и тепло и цен на остальные виды продукции (приводятся документы, определяющие принципы формирования цен на перспективу).

Для формирования стратегии маркетинга рассматриваются:

схема реализации товара: на оптовом и розничном рынках, конкретным потребителям и т. д.;

принципы ценообразования на собственную продукцию;

предполагаемый уровень прибыльности на вложенные средства;

план расширения объемов продаж;

эластичность спроса.

Возможности маневра при выборе цены напрямую зависят от издержек. Формула определения минимально приемлемого уровня цены:

$$Ц = S / (1 - \beta_n),$$

где S — себестоимость производства единицы продукции; β_n — минимально приемлемая для предприятия доля прибыли в цене.

Показатель β_n зависит от потребности прибыли для погашения долгов, выплаты дивидендов, осуществления инвестиций. Учитывается система налогообложения, круг возможных поставщиков оборудования, необходимого для реализации проекта и цены на оборудование, комплектующие, влияние изменения цен на экономическую эффективность проекта.

План производства готовится организацией, осуществляющей проект с тем, чтобы продемонстрировать потенциальному инвестору свою готовность управлять производством, наращивать его мощность, устойчиво получать прибыль, в том числе за счет снижения издержек, надежной системы материального снабжения предприятия и т.д. В этом разделе определяются:

мощность предприятия и ее изменение по годам на рассматриваемый период;

материальные затраты производства: оценивается потребность в топливе, материалах, полуфабрикатах и т.д.; указываются поставщики, анализируется их репутация, надежность договорных отношений с ними (если есть заключенные контракты, они приводятся в Приложении к бизнес-плану);

описание технологии и оборудования: приводятся данные, полученные на основе проектно-конструкторской документации о технологии производства и требуемом оборудовании, в том числе информация о необходимых НИОКР, лицензиях и импортном оборудовании;

осуществляется отбор наилучших технологических решений;

проводится сравнительная оценка потенциальных поставщиков необходимого оборудования;

оценка возможных издержек на материальные факторы производства и их динамика на перспективу.

В составе **организационного плана** рассматриваются:

организационная схема предприятия, функции подразделений предприятия, схема взаимодействия их друг с другом, координация их деятельности и контроль; характеристика персонала (указывается профиль специалистов и их количество, образование, опыт работы, заработная плата);

вопросы оплаты и стимулирования труда руководящего персонала, например, будет ли применяться система участия в прибыли или иные формы поощрения.

Юридический план должен содержать следующие вопросы:

форма собственности и правовой статус организации: частное владение, государственное владение, независимая акционерная компания, совместное предприятие и т.д;

в случае организации государственного предприятия указывается система подчиненности и границы вмешательства «сверху» в хозяйственную деятельность предприятия;

в случае создания акционерного общества определяется будущее распределение акционерного капитала между возможными акционерами.

Должна быть приведена **экологическая информация** о состоянии природной среды в районе, где будет осуществляться проект, и планируемых мероприятиях по обеспечению требуемых экологических норм, включая информацию о:

результатах проверок и оценок экологической ситуации;

предлагаемых мерах контроля состояния среды;

ожидаемому влиянию проекта на экологию;

потенциальных обязательствах по охране среды, которые должны быть сделаны в случае реализации проекта;

документах, согласовывающих проект или его разработку.

Социальная реакция отражает информацию о социальной реакции на строительство (расширение, реконструкцию) энергообъекта, характеризующая:

формы участия населения, затрагиваемого строящимся энергообъектом, в обсуждении проекта;

формы и объем компенсационных мероприятий населению, затрагиваемому строящимся объектом;

ожидаемое влияние проекта на население;

наличие, количество, состав общественных объединений, выступающих против (за) строительство объекта, их политическая и техническая ориентация.

Финансовый план содержит информацию, на основе которой производится оценка всего проекта, рассчитываются основные финансово-экономические показатели деятельности предприятия: срок окупаемости за-

трат, уровень рентабельности, финансовая устойчивость или ликвидность предприятия.

Для разработчиков в ходе подготовки этого раздела становится окончательно ясна реальность и возможность осуществления проекта.

С точки зрения инвестора этот раздел — центральный, так как позволяет определить привлекательность проекта по сравнению с другими направлениями вложения средств. Вся остальная информация бизнес-плана служит для обоснования надежности данных этого раздела.

Финансовый план должен включать подразделы:

общие исходные данные;

объем реализации;

капиталовложения;

ежегодные издержки производства;

финансирование проекта;

отчет о прибылях;

отчет о движении денежных средств (потоки наличности);

балансовый отчет;

показатели финансовой оценки работы объекта.

Необходимые для построения финансового плана данные берутся из документов бухгалтерской отчетности или вводятся из других источников для действующих энергетических предприятий. Для новых объектов необходимо разработать проектно-балансовые ведомости (перспективный баланс).

Рассмотрим содержание каждого из подразделов.

Общие исходные данные. Задаются сроки реализации проекта, включая периоды строительства, освоения и эксплуатации.

Объем реализации. На основе маркетинговых исследований определяются прогнозные значения объемов выпуска продукции, цены продукции и рассчитываются объемы реализации.

Капиталовложения. Данные по капиталовложениям приводятся с разбивкой по группам. Каждая выделенная группа обладает одинаковой нормой амортизации. В случае необходимости количество групп может быть увеличено. Расчет амортизации производится нарастающим итогом как произведение нормы амортизации на капитальные вложения с разбивкой по группам или на основе средневзвешенной нормы амортизации.

Ежегодные издержки производства. Они складываются из стоимости израсходованных топлива, материалов, оплаты труда работников, накладных расходов, амортизации основных средств и нематериальных активов, финансовых издержек (процентов по полученным кредитам) и прочих расходов.

Финансирование проекта. Указываются предполагаемые источники финансирования капитальных вложений (акции, кредиты и т.д.), условия кредитования (сроки и размеры выплаты кредита, процентные ставки, штрафные санкции). Желательно рассмотреть несколько возможных вариантов финансирования.

Отчет о прибылях. В отчете о прибылях рассчитываются: реализационная прибыль как разница между выручкой от реализации и общими производственными издержками в каждый год рассматриваемого периода;

балансовая прибыль, которая кроме этого включает доходы от внереализационных операций и реализации имущества;

чистая прибыль, образуемая как разница балансовой прибыли и налога на прибыль;

чистая нераспределенная прибыль, равная прибыли, остающейся в распоряжении предприятия после выплаты дивидендов акционерам.

На стадии проектирования балансовая прибыль принимается равной реализационной. При расчете налога на прибыль следует учитывать налоговые льготы, не превышающие 50 % балансовой прибыли (выплата кредита или прибыль, направленная на инвестиции, средства на природоохранные объекты и т.д.).

Отчет о движении денежных средств (потоки наличности) представляет собой информацию об источниках образования и использовании финансовых ресурсов предприятия за расчетный период. Для этого рассчитываются притоки и оттоки наличности по годам расчетного периода и нарастающим итогом.

В притоках наличности указываются суммы денежных средств, получаемые от реализации продукции, объемы финансирования по источникам (акционерный, заемный капитал), ликвидационная стоимость основных фондов. В зарубежной практике принято учитывать в притоках вложенный капитал, чистую прибыль, амортизационные отчисления, поступления со счетов кредиторов и банковский кредит.

Оттоки наличности включают средства, направленные на капитальные вложения (основной капитал), прирост оборотного капитала, текущие эксплуатационные издержки (без амортизации и финансовых издержек), возврат кредитов, выплату процентов, налог на прибыль, дивиденды по акциям, финансирование дебиторов.

Сальдо баланса денежных средств (денежная наличность) определяется как разность притоков и оттоков наличности по годам расчетного периода, причем для любого года сальдо должно быть положительным. Денежная наличность рассчитывается и нарастающим итогом, т.е. остаток на конец периода формируется как сумма остатка на начало периода и сальдо за год. При положительном сальдо выявляется излишек средств, при отрицательном сальдо — потребность в средствах (см. с. 162 и табл. 9.2).

Балансовый отчет. На основе исходных данных всех предыдущих подразделов финансового плана составляется перспективный баланс.

Укрупненно актив баланса включает следующие статьи, характеризующие размещение средств предприятия:

необоротные средства (основные фонды и нематериальные активы или так называемые постоянные активы):

основной капитал (балансовая стоимость основных средств, нематериальных активов, финансовых вложений). Основные средства и вложения рассчитываются нарастающим итогом и берутся из раздела Капиталовложения финансового плана;

начисленная амортизация (износ) нарастающим итогом;

основной капитал нетто (остаточная стоимость);

оборотные средства (текущие активы):

денежная наличность нарастающим итогом (по отчету о движении денежных средств);

запасы товарно-материальных ценностей (по специальному расчету) и другие статьи (см. с. 166 и табл. 9.3).

Балансовая строка актива — сумма итоговых строк по постоянным и текущим активам. Итоговая строка по постоянным активам формируется на основе остаточной стоимости основного капитала.

Пассив баланса состоит из статей, отражающих источники средств: собственные средства предприятия (собственный капитал):

акционерный капитал (принимается на основе общих исходных данных);

накопленная нераспределенная прибыль (по отчету о прибылях);

заемные средства предприятия:

долгосрочный заемный капитал: в строку заносится дебетовое сальдо по ссуде, определяемое как сумма кредитов при их поступлении, и как разность величины кредита и величины погашения долга, а в последующие годы — как разность дебетового сальдо по ссуде и величины погашения долга;

текущие пассивы (кредиты, займы сроком до 1 года и пр.).

Пассив баланса определяется сложением итоговых сумм по собственным средствам, долгосрочным заемным средствам и текущим активам.

Обобщающие показатели оценки финансового состояния предприятия характеризуют:

ликвидность;

привлечение заемных средств;

оборачиваемость капитала;

прибыльность.

Конкретный набор показателей может варьироваться в зависимости от специфики объекта, целей проекта и прочих факторов (см. с. 168 и табл. 9.4).

В качестве основных показателей и критериев финансово-экономической эффективности инвестиций в условиях рыночных отношений могут быть использованы:

простые показатели:

простая норма прибыли,
простой срок окупаемости капитальных вложений,
срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним;

интегральные критерии:

чистый дисконтированный доход,
внутренняя норма доходности,
срок окупаемости дисконтированных затрат.

Также проводится оценка влияния неопределенности и достоверности исходной информации на показатели эффективности проекта по методам, рассмотренным на с. 169—174.

Стратегия финансирования включает рассмотрение следующих вопросов:

оценивается общее количество денежных средств для реализации проекта; рассчитываются варианты финансирования и определяются показатели их эффективности;

выбирается оптимальный из расчетных вариантов финансирования, где указывается предполагаемый срок полного возврата инвесторам вложенных средств, сумма ежегодных периодических выплат при условии получения кредита, приемлемые условия получения кредита (процентная ставка за кредит), в случае привлечения акционерного капитала — предполагаемые размеры дивидендов на акции и срок начала их получения.

В бизнес-плане расчетные варианты не приводятся, а представляется только выбранный вариант финансирования.

Приложения. Последняя часть бизнес-плана состоит из всех документов и источников, на которые опирались разработчики при его подготовке и обосновании. Это могут быть различные справки, письма от клиентов и партнеров, копии контрактов, прейскуранты, статистические обзоры, результаты специальных исследований и т. д. Все эти данные должны быть свидетельством надежности информации, на основе которой отбиралась идея бизнес-плана, строилось ее обоснование и разрабатывалась стратегия реализации.

Вопросы для повторения

1. Что представляет собой анализ чувствительности?
2. Каково содержание финансового раздела бизнес-плана?
3. Каковы критерии финансовой реализуемости проекта?

Раздел III

ВОПРОСЫ ОРГАНИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТАМИ

Глава 11

ОРГАНИЗАЦИЯ ТРУДА И ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ НА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯХ

11.1. ОРГАНИЗАЦИЯ ТРУДА. ЧИСЛЕННОСТЬ ПЕРСОНАЛА

Организация труда на энергопредприятиях имеет свои особенности, обусловленные технологией энергетического производства и условиями труда.

Условия труда оперативного и, особенно, ремонтного персонала очень тяжелые: высокие температуры, вибрация, шум, недостаточная обеспеченность средствами малой механизации на ремонтных работах, высокий уровень ответственности.

Непрерывный процесс производства, передачи, распределения и потребления энергии определяет трехсменный режим работы персонала. Сезонный характер производства энергии в связи со снижением тепловой и электрической нагрузки в весенне-летний период приводит к привлечению большого количества ремонтного персонала для выполнения значительного объема ремонтных работ в сжатые сроки.

Сложность, разнотипность энергетического оборудования требует высокого технического, квалификационного и профессионального уровня подготовки.

В связи с высоким уровнем автоматизации технологического процесса на электростанциях, предприятиях электрических и тепловых сетей численность эксплуатационного оперативного персонала невелика по сравнению с другими отраслями производства (менее одного человека на 1 МВт обслуживаемой мощности).

Высокая сложность энергооборудования, большое количество и разнотипность вспомогательного оборудования, повышенные требования к надежности и безаварийности работы, высокий уровень износа оборудования обуславливают значительную численность ремонтного персонала, как собственного, так и привлеченного.

На энергопредприятиях различают промышленно-производственный персонал и непромышленный персонал.

К промышленно-производственному персоналу относится эксплуатационный и ремонтный персонал.

К непромышленному — персонал, занятый капитальным ремонтом промышленных зданий и сооружений, обслуживанием жилищно-коммунального хозяйства, подсобного сельского хозяйства, детских, лечебно-профилактических и оздоровительных учреждений и т.д., находящихся на балансе энергопредприятий.

Отдел капитального строительства рекомендуется организовывать при значительном среднегодовом объеме капитальных вложений, если эти работы выполняются персоналом электростанции.

Работы по модернизации и реконструкции оборудования, капитальные, средние и при необходимости текущие ремонты производятся персоналом электростанций с привлечением специализированных ремонтных предприятий энергосистемы или других самостоятельных ремонтных организаций.

Общая численность персонала составляет штаты предприятия. На основании нормативов численности промышленно-производственного персонала и поправок к ним разрабатывается штатное расписание на каждом энергопредприятии. В штатном расписании указываются перечень всех должностей и рабочих мест, начиная с руководителя предприятия, количество работников и месячная заработная плата по каждому работнику.

Численность персонала, приходящаяся на единицу производственной мощности энергопредприятия, называется удельной численностью или штатным коэффициентом.

Факторы, обуславливающие численность персонала на энергопредприятиях весьма многообразны, чем, в частности, объясняются трудности в нормировании численности их персонала.

Наиболее характерный признак, определяющий объем работы, а следовательно, и численность административно-управленческого персонала электростанций — их мощность и численность агрегатов.

Плановая численность промышленно-производственного персонала подсчитывается по категориям работников (рабочие, инженерно-технические работники, служащие, младший обслуживающий персонал, ученики) и нормам обслуживания.

Численность рабочих, труд которых нормируется по зонам обслуживания, определяется по рабочим местам. Подсчитывается раздельно явочный и списочный состав рабочих. Явочным называется состав рабочих, необходимый для выполнения всех работ при данном режиме работы и планируемом уровне производительности труда. Списочный состав — это количество рабочих, которых необходимо иметь в штате предприятия. Списочный состав превышает явочный на численность резервного персонала, необходимого для замены рабочих, отсутствующих на производстве из-за отпусков, болезней и т.д. Для определения списочного состава рабочих необходимо знать число зон обслуживания (рабочих мест), численность смены по каждой зоне, расчетное число смен.

Численность ремонтного персонала на электростанциях зависит в основном от количества агрегатов и их мощности, периодичности ремонтов, объема выполняемых работ, способа производства ремонтов, организации труда ремонтного персонала.

При однородной продукции производительность труда может измеряться в натуральном выражении. На электростанциях, производящих только один вид — электрическую энергию, производительность труда определяется исходя из общей численности промышленно-производственного персонала по коэффициенту обслуживания. Коэффициент обслуживания — это отношение средней установленной мощности к численности промышленно-производственного персонала. На ТЭЦ необходимо использовать стоимостные измерители производительности труда. Рост производительности труда определяется главным образом загрузкой электростанции, расширением зоны обслуживания за счет автоматизации производства и другими факторами. Первый фактор не зависит от коллектива электростанции, а определяется графиком электрических нагрузок.

11.2. ОРГАНИЗАЦИЯ ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Заработная плата работников энергопредприятий зависит от трудовых показателей и от складывающейся экономической ситуации; уровня цен и тарифов, степени участия в акционировании энергетических предприятий, системы социальной защиты. В виду этого появляется необходимость разграничения доходов, полученных в виде оплаты труда, выплат социального характера и доходов, являющихся частью прибыли предприятия. Первый вид доходов включается в фонд оплаты труда. Второй — связан с использованием средств централизованно образованных социальных фондов (социального страхования, медицинского страхования, пенсионного обеспечения, других видов страхования). Третий вид — это денежные выплаты и сумма благ, полученных из фондов потребления и социально-культурной сферы, сформированных за счет чистой прибыли.

В составе фонда оплаты труда, включаемого в себестоимость продукции, учитываются следующие выплаты:

- расходы на оплату труда, рассчитанные по сдельным расценкам, тарифным ставкам, должностным окладам или по среднему заработку;
- стоимость продукции, выдаваемой в порядке натуральной оплаты;
- надбавки и доплаты к тарифным ставкам и должностным окладам;
- премии рабочим, руководителям, специалистам и служащим;
- оплата отпусков или денежная компенсация за неиспользованный отпуск;
- оплата за работу в выходные и праздничные дни, в сверхурочное время;
- единовременные вознаграждения за выслугу лет, стаж работы;
- доплаты за неблагоприятные условия труда;
- оплата труда лиц, проходящих обучение;

стоимость бесплатно предоставляемых коммунальных услуг, питания, продуктов, форменной одежды и т.п.;

оплата за время вынужденного простоя или выполнения нижеоплачиваемой работы в соответствии с законодательством.

Из чистой прибыли формируются фонды потребления и социальной сферы. Из фонда потребления производятся следующие выплаты:

- вознаграждения по итогам работы за год;
- материальная помощь;
- выплаты к юбилейным датам;
- подарки;
- единовременные выплаты при выходе на пенсию;
- дивиденды, начисляемые по акциям.

К выплатам социального характера относятся:

надбавки к пенсиям работающим пенсионерам, единовременные пособия уходящим на пенсию ветеранам труда, выплачиваемые за счет средств предприятия;

страховые платежи, уплачиваемые предприятием по договорам личного, имущественного и иного страхования в пользу своих работников, за счет средств предприятия;

взносы на добровольное медицинское страхование работников за счет средств предприятия;

оплата путевок работникам и членам их семей на лечение, отдых, экскурсии, путешествия за счет средств предприятия;

оплата абонементов группы здоровья, занятий в спортивных секциях и т.п.;

возмещение платы родителей за детей в дошкольных учреждениях;

стоимость льгот по проезду;

суммы, выплаченные за счет средств предприятия, в возмещение повреждения здоровья, связанного с исполнением трудовых обязанностей;

некоторые виды материальной помощи (на погребение и др.);

расходы на погашение ссуд, выданных работникам предприятия;

другие выплаты.

Законом РСФСР «О предприятиях и предпринимательской деятельности» от 25 декабря 1990 г. предусматривается, что формы, системы и размер оплаты труда работников предприятий, а также другие виды их доходов устанавливаются предприятием самостоятельно.

Предприятие обеспечивает гарантированный законом минимальный размер оплаты труда, условия труда и меры социальной защиты работников. Предприятие может самостоятельно устанавливать для своих работников дополнительные отпуска, сокращенный рабочий день и другие льготы.

Поскольку энергопредприятия, входящие в энергосистему, являются ее филиалами, то должностные оклады своим работникам они устанавливают в соответствии с отраслевой схемой должностных окладов для энергопредприятий:

определяют формы и системы оплаты труда работников;

определяют рабочие места, на которых оплата производится по повышенным тарифным ставкам, а также имеют право предоставлять с учетом конкретных условий труда дополнительные льготы рабочим и служащим;

вводят доплаты за совмещение профессий (должностей);

расширение зон обслуживания или увеличение объема выполняемых работ, в том числе и по должностям и профессиям, относящимся к разным категориям работников за счет и в пределах экономии фонда заработной платы, образующейся по тарифным ставкам (должностным окладам) высвобожденных работников.

Часть сэкономленной заработной платы может быть использована на доплаты за:

качественный контроль за ремонтом оборудования и качественную приемку оборудования из ремонта;

подготовку новых рабочих;

своевременное принятие мер по предотвращению аварий и аварийных ситуаций, не вызванных неправильными действиями персонала;

выявление серьезных повреждений при обходе оборудования;

проведение мероприятий по подготовке оборудования к работе в осенне-зимний период повышенных нагрузок.

Важный элемент в совершенствовании оплаты труда — экономические методы, позволяющие регулировать рост заработной платы в зависимости от результатов производственной деятельности предприятия. В этих целях широко используется система премирования работников энергоподразделений за определенные показатели производственной и хозяйственной деятельности.

Нормируемая величина расходов на оплату труда персонала, занятого основной деятельностью, определяется на основе отраслевых нормативов численности обслуживания энергетических объектов и средней расчетной заработной платы.

Расчетная средняя заработная плата определяется исходя из сложившегося уровня оплаты труда за предыдущий год с учетом прироста в последующий период в соответствии со средним темпом роста зарплаты и коэффициентов, учитывающих трудоемкость ремонтов и уровень износа основного энергетического оборудования. С увеличением процента износа энергооборудования возрастает коэффициент трудоемкости ремонта. Коэффициент трудоемкости применяется при увеличении уровня износа оборудования против прошлого года. Зависимость коэффициента трудоемкости ремонта от процента износа энергооборудования представлена ниже:

Уровень износа, %	от 20 до 30	от 31 до 40	от 41 и более
Коэффициент трудоемкости ремонта	1,02	1,04	1,05

При определении средней заработной платы работников по энергосистеме используется средневзвешенный тарифный коэффициент по группам филиалов.

Руководителям, специалистам и служащим устанавливаются надбавки за высокие достижения в труде в размере не превышающем 75 % месячного должностного оклада.

При установлении месячных окладов предусматривается их дифференциация в зависимости от стоящих перед предприятием задач, сложности выполняемых работ, квалификации рабочих, требований к уровню образования, стажа работы и индивидуальных деловых качеств работника.

При определении тарифных ставок и должностных окладов по видам производств (производство и передача электроэнергии и теплоэнергии, подрядная деятельность, строительная и т.д.) учитываются региональные особенности воспроизводства рабочей силы увеличением их на действующие районные коэффициенты применительно к предприятиям базовых отраслей.

11.3. ОРГАНИЗАЦИЯ ОПЛАТЫ ТРУДА В КОНКРЕТНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

В качестве наглядного примера формирования системы оплаты труда рассмотрена система, разработанная в АО «МОСЭНЕРГО».

В АО «МОСЭНЕРГО» действует единая система оплаты труда рабочих, служащих, специалистов и руководителей. В основу этой системы положена единая тарифная сетка, включающая разряды от 0 до 22. Тарифный коэффициент первого разряда принят равным 1, нулевого разряда — 0,9, а 22 разряда — 9,79.

Для тарификации ступеней оплаты труда различных категорий работников используются классификаторы должностей руководителей, основных профессий рабочих и должностей специалистов.

Рабочие в зависимости от квалификации имеют ступени оплаты в основном от 1 до 6. Практически тарифные разряды рабочих соответствуют разрядам ЕТКС (единого тарифно-квалификационного справочника). Предусмотрены резервные 7—9 ступени оплаты труда для высококвалифицированных рабочих, занятых на ремонте и эксплуатации наиболее ответственного энергетического оборудования. Старшие машинисты основных цехов тарифицируются по 10—11 ступени.

Для должностей специалистов предусмотрены: для техников 4—6 ступени оплаты; для инженерно-технических работников 7—12 ступени, а для ведущих специалистов от 12 до 15 ступени. Административно-управленческий персонал имеет от 11 до 22 ступеней оплаты труда.

Единая тарифная сетка устанавливает для каждого разряда работников гарантированный минимальный должностной оклад. Для ступеней от 0 до 12 предусмотрено четыре уровня оплаты труда, для ступеней 13 и 14 по три уровня оплаты труда, для последующих ступеней 2 уровня, а начиная с 17 — один уровень оплаты труда. Первый уровень оплаты по соответствующей ступени назначается обычно вновь принятым работникам.

Размер месячных тарифных ставок определяется с помощью тарифной ставки рабочего первого разряда первого уровня оплаты труда и соответствующего тарифного коэффициента.

Для энергопредприятий, как правило, месячная тарифная ставка первого разряда превышает установленный государством уровень минимальной заработной платы.

Сдельные расценки устанавливаются также исходя из тарифных ставок первого разряда.

Для рабочих, занятых на работах с вредными и тяжелыми условиями труда, устанавливаются доплаты в зависимости от фактического состояния условий труда от 2 до 12 %, а на особо вредных и особо тяжелых работах размеры доплат составляют от 14 до 24 %.

За высокие достижения в труде могут устанавливаться надбавки до 30 % должностного оклада. Производятся доплаты за совмещение профессий, расширение зоны обслуживания за работу в многосменном режиме, в выходные и праздничные дни. Работникам электрических сетей выплачивается надбавка за разъездной характер работ.

Система премирования направлена на стимулирование выполнения определенных качественных и количественных показателей. Премия выплачивается только при соблюдении условий премирования. Средства на премирование персонала основной деятельности включаются в себестоимость продукции.

Для премирования руководителей энергопредприятий (структурных единиц) основные показатели устанавливаются энергосистемой с учетом специфики каждого предприятия.

Основные условия премирования:

для руководства электростанций:

выполнение договорной величины рабочей мощности;

выполнение плана ввода производственных мощностей и объектов социальной сферы;

для предприятий электрических сетей:

выполнение плана ремонта по номенклатуре и плана перевода сети 220 В на 380 В;

выполнение плана ввода производственных мощностей и объектов социальной сферы (ЛЭП, трансформаторные мощности, жилье);

для тепловых сетей:

выполнение ремонта тепловых сетей по номенклатуре в установленные сроки;

выполнение плана ввода тепловых сетей и объектов социальной сферы;

обеспечение расчетного уровня среднего тарифа на теплоэнергию;

для ремонтных предприятий энергосистемы:

выполнение плана ремонта по номенклатуре в установленные сроки с хорошим качеством;

отсутствие аварий на отремонтированном оборудовании, вынужденных остановов.

Кроме того, для всех энергопредприятий, установлены такие показатели, как отсутствие аварий, вызванных неудовлетворительной организацией эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергооборудования; выполнение графика нагрузки энергосистемы.

По каждому показателю утверждается размер премирования к должностному окладу. Общий размер премирования руководителей по каждому филиалу не должен превышать установленной величины АО.

По этим же основным показателям осуществляется премирование руководителей подразделений (цехов, участков, отделов), специалистов, служащих структурных единиц.

Премирование руководителей, специалистов, служащих производится ежемесячно из фонда оплаты труда за результаты работы предприятия в целом.

Оценка выполнения таких показателей, как: рабочая мощность, аварийность, травматизм, качество отремонтированного оборудования производится по месячным результатам работы, остальных показателей — нарастающим итогом.

Премия начисляется к должностному окладу за фактически отработанное время, включая надбавки за высокую квалификацию, доплаты за совмещение профессий, замещение, доплаты за работу в ночное время, в праздничные, выходные дни, сверхурочное время.

Каждая структурная единица (энергопредприятие) самостоятельно разрабатывает положение о премировании рабочих с учетом тех основных показателей, которые утверждены энергосистемой для руководителей.

Примеры устанавливаемых на энергопредприятии показателей премирования рабочих ведущих профессий приведены в табл. 11.1.

Размер премирования дифференцируется в зависимости от значимости и роли профессии и может изменяться.

По каждому показателю размер премии устанавливается отдельно. Например:

старшему машинисту котлотурбинного цеха установлен общий размер премии к должностному окладу — 55 %;

за выполнение плана рабочей мощности — 30 %;

отсутствие аварий и отказов по вине персонала — 40 % и другие показатели — 30 % от общего размера премии (55 %).

Премирование производится по результатам работы за месяц. При невыполнении одного из показателей премирования, размер премии уменьшается на соответствующую долю.

В целях экономии топливно-энергетических ресурсов предусматривается дополнительное материальное стимулирование персонала электростанций, электрических сетей.

Таблица 11.1

Показатели премирования рабочих	
Наименование профессий	Показатели премирования
1. Котло-турбинный цех (КТЦ)	
Старший машинист КТЦ	1. Выполнение плана рабочей мощности
Старший машинист энергоблока	2. Отсутствие аварий, отказов по вине персонала
Машинист энергоблока	
Машинист-обходчик	
Машинист водогрейных котлов	
Машинист насосных установок	
2. Цех тепловой автоматики и измерений (ТАИ)	
Оперативный персонал	1. Выполнение плана рабочей мощности
	2. Отсутствие отказов и аварий по вине персонала
	3. Отсутствие замечаний по достоверности контролирующих и измерительных приборов
Ремонтный персонал ТАИ	1. Выполнение плана рабочей мощности
	2. Удельный вес устраненных дефектов
	3. Отсутствие отказов и аварий по вине персонала
	4. Выполнение плана ремонта приборов в срок

Экономия топлива, достигнутая за счет снижения потерь электрической и тепловой энергии в сетях, определяется как произведение абсолютной величины снижения расхода энергии на соответствующий средний фактический удельный расход топлива по энергосистеме.

Величина суммарной экономии топлива по энергообъединению в стоимостном выражении определяется исходя из экономии топлива, умноженной на фактическую цену одной тонны условного топлива каждой электростанции.

На премирование персонала направляется 70 % стоимости сэкономленного топлива против нормативных энергетических характеристик.

Средства, направляемые на стимулирование за экономию топливно-энергетических ресурсов, распределяются по электрическим сетям по нормативам долевого участия.

Единовременное вознаграждение за выслугу лет зависит от непрерывного стажа работы на энергопредприятии и определяется в долях от месячной тарифной ставки (оклада). Уже при стаже непрерывной работы от 1 до 3 лет вознаграждение составляет 60 %, а при стаже работы превышающем 15 лет — 150 %. Выплата единовременного вознаграждения за выслугу лет производится один раз в год в начале следующего календарного года.

Вопросы для повторения

1. Каковы особенности организации труда на энергопредприятиях?
2. По каким признакам классифицируют персонал энергопредприятий?

3. Что такое штатный коэффициент и от каких показателей он зависит?
4. От каких факторов зависит численность ремонтного персонала электростанций?
5. Какие измерители производительности труда применяются на энергопредприятиях?
6. Из каких источников могут получать доходы работники предприятия?
7. Перечислите виды надбавок и доплат к тарифной заработной плате.
8. В зависимости от чего устанавливается тарифный коэффициент каждому работнику?
9. Каковы основные условия премирования:
 - руководящего состава;
 - эксплуатационных рабочих;
 - ремонтных рабочих?

Глава 12

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ПРЕДПРИЯТИЕМ

12.1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ И ЕГО ОСОБЕННОСТИ

К энергетическим предприятиям относят электростанции, котельные предприятия тепловых и электрических сетей. Продукцией энергетического предприятия является электроэнергия и тепло, а главной задачей — бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией и теплом в необходимом количестве.

Энергетические предприятия в отличие от других имеют определенные особенности. Основные из них приводятся ниже:

энергетические предприятия не только производят продукцию, но и осуществляют ее транспорт (передачу) и распределение. Электроэнергию вырабатывают электрические станции: конденсационные (КЭС); теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), гидроэлектростанции (ГЭС), атомные станции (АЭС); в настоящее время появляются и другие электростанции — гидроаккумулирующие (ГАЭС), геотермальные и т.п. Передача и распределение электрической энергии осуществляется предприятиями электрических сетей (ПЭС). Тепло производят на ТЭЦ и в котельных, а передачу и распределение его — предприятия тепловых сетей (ПТС);

процесс производства представляет непрерывную цепь превращений энергии. В этой цепи выделяется три фазы, четко отличающиеся по своим функциям и задачам:

производство энергии или превращение энергии используемых энергоресурсов в тот вид энергии, который необходим потребителю;

транспорт произведенной энергии и ее распределение между отдельными приемниками;

потребление энергии, состоящее в ее преобразовании в другие виды энергии, используемые в различных приемниках или в изменении параметров энергии.

Процесс производства, передачи, распределения и потребления энергии протекает практически одновременно и непрерывно.

Непрерывность процесса производства энергии в свою очередь приводит к определенным особенностям:

в процессе имеется абсолютная соразмерность производства и потребления энергии, т.е. отсутствуют местные скопления полуфабрикатов и продукции;

исключается бракование продукции и изъятие ее из потребления;

отсутствует проблема сбыта, в виду чего невозможно затоваривание; отпадает надобность складировать продукцию, поскольку все, что производится — все потребляется в тот же момент.

В любой другой отрасли промышленности можно накапливать на складе продукты производства, в результате чего уменьшается взаимная зависимость между отдельными его звеньями. Невозможность складирования энергии обуславливает принципиальную особенность работы энергетических предприятий, которая заключается в том, что выработка энергии подчинена потребителю и изменяется в соответствии с изменением ее потребления.

Кроме того, невозможность бракования продукции (энергии) и изъятия ее из потребления накладывает на энергетические предприятия особую ответственность за постоянное качество энергии, т.е. за поддержание в определенных пределах параметров энергии, основными характеристиками которого являются:

- напряжение и частота для электрической энергии;
- давление и температура пара для тепловой энергии.

Это требование обусловлено тем, что снижение качества энергии приводит в ряде случаев к снижению качества продукции, выпускаемой потребителями энергии (например, колебания частоты тока при производстве бумаги, приводит к изменению скорости движения поточной линии, соответственно к изменению толщины слоя массы, поступающей на линию и толщине бумаги, т.е. к браку продукции), снижению ресурса потребляющих устройств, повышенному расходу энергии.

Особенность энергетического производства заключается в том, что энергетические предприятия тесно связаны с промышленностью, транспортом, связью, коммунальным и сельским хозяйством — со всей совокупностью разнообразных приемников электрической и тепловой энергии, что предопределяет жесткую зависимость производства энергии от режима потребления, т.е. имеет место постоянное изменение производства энергии в течение суток, недели, месяца, года. В основе этого лежат, с одной стороны, природно-климатические факторы (колебания температуры, изменение естественного освещения и т.п.), а с другой — особенности технологического процесса различных предприятий и отраслей народного хозяйства, режима труда и отдыха, и т.д., изменения бытовой нагрузки.

Указанные особенности выдвигают требование обеспечения достаточно высокого уровня надежности работы энергетических предприятий, с целью выполнения главной задачи — бесперебойности энергоснабжения потребителей. Перебои в энергоснабжении наносят предприятиям и в целом народному хозяйству большой ущерб: приводят к нарушению нормальной работы потребителей, порче оборудования и сырья, снижению планируемых объемов продукции и, соответственно, к убыткам.

Существенная особенность производства энергии заключается также в относительно быстром развитии аварийных ситуаций, во влиянии, которое оказывает отказавший элемент на другие элементы, работающие с ним во взаимосвязи. Например, в 1957 г. первопричиной крупной аварии в Молдавской энергосистеме явилась неправильная (ложная) работа дифференциальной защиты одного блока генераторы-трансформатор, работающего в схеме «четырёхугольника»:

при вводе нового выключателя и настройке дифференциальной защиты блока была допущена ошибка;

защита сработала при прохождении номинального тока через защищаемую зону, отключила блок;

отключение блока совпало с прохождением максимума нагрузки, что и послужило началом аварии, развитие которой привело к полному погашению всей энергосистемы с потерей собственных нужд и связи с диспетчером.

Энергетические предприятия допускают как изолированную, так и совместную, параллельную работу. Значительное повышение надежности и экономичности работы достигается при совместной работе энергетических предприятий. При этом надежность энергоснабжения тем выше, чем большее число энергетических предприятий работает совместно (участвуют в параллельной работе) и когда имеется возможность резервирования друг друга. Поэтому основная часть электроэнергии вырабатывается на энергопредприятиях, объединенных в районные энергетические системы, связанные между собой общностью режима и непрерывностью процесса производства и распределения энергии [16].

Энергетическая система имеет общий резерв мощности, который вводится при авариях и отключениях какой-либо части энергосистемы. Энергетические системы, связанные между собой линиями электропередач, по которым может передаваться электроэнергия из одной системы в другую, образуют объединенную (межрайонную) энергосистему. В свою очередь, объединенные энергосистемы образуют единую энергосистему России, а в недавнем прошлом — единую энергетическую систему СССР. Соответственно, резервы мощности становятся общими для объединенной энергосистемы или единой энергосистемы страны.

В энергетическом хозяйстве особое значение имеет оперативное управление работой отдельных электростанций, предприятий электрических сетей и энергосистемой в целом. Последнее обусловлено, с одной стороны, быстротой протекания переходных процессов в энергосистеме, а с другой — зависимостью режима работы и объема выработки от изменения метеорологических, климатических и других условий.

В связи с этим, в процессе эксплуатации электростанций и энергосистем в целом, возникает необходимость в оперативном порядке корректировать заданную производственную программу и, как следствие этого, под-

чинять режим работы отдельных электростанций диспетчерской службе энергосистемы, в которую они входят.

12.2. ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СТРУКТУР УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ

Производственная структура энергопредприятий. Потребности технологического процесса в конкретных условиях различных предприятий вызывают необходимость деления предприятий (т.е. всего коллектива людей, занятых выпуском определенного вида продукции с помощью имеющихся в их распоряжении средств) на более мелкие производственные подразделения — цеха, участки внутри цехов, самостоятельные участки, рабочие места.

Рабочее место — часть производственной площади, где рабочий или группа рабочих выполняют определенные операции по обслуживанию процесса производства, используя при этом соответствующее оборудование и технологическую оснастку. Группы рабочих мест образуют производственные участки, где осуществляется часть производственного процесса по выполнению технологического процесса в целом. Участок — первичная структурная производственная единица предприятия, возглавляемая мастером. Участки, объединенные между собой производственными связями образуют производственные цеха. Цех — основная структурная единица промышленного предприятия. Принято различать цеха основного, вспомогательного производства и непромышленных хозяйств.

В цехах *основного производства* предприятия осуществляются производственные процессы по качественному изменению энергии (например, по превращению химической энергии топлива в тепловую и электрическую энергию).

Цеха и подразделения вспомогательного производства обеспечивают основному производству необходимые условия для нормальной работы. Они выполняют ремонты оборудования, снабжение материалами и запасными частями, транспортом и т.п.

К *непромышленным* относятся хозяйства, продукция и услуги которых не входят в основную деятельность предприятия. В их функции входит обслуживание бытовых нужд персонала предприятия (жилищное хозяйство, детские сады, дома отдыха и т.п.).

В соответствии с правилами технической эксплуатации электростанций и сетей все устанавливаемое оборудование, здания и сооружения должны быть закреплены за соответствующими производственными цехами, службами и лабораториями, а внутри них за мастерами и другим персоналом.

Состав, функции и взаимоотношения цехов, производственных служб, отделов и других подразделений энергопредприятий определяются утвержденными организационными структурами управления энергопредприятиями.

Под управлением понимается процесс, посредством которого обеспечивается упорядочение и функционирование объекта управления.

Управление производством предполагает установление согласованности между индивидуальными работами и выполнения общих функций, необходимость которых возникает при выполнении всего производственного процесса.

Управление производством включает в себя получение и обработку информации, принятие на основе поставленных целей и данных информации конкретных плановых и других управленческих решений, организацию их выполнения, контроль за ходом производственного процесса, организацию учета и отчетность.

Сложность функций управления вызывает необходимость в специальном аппарате управления. Его возглавляют руководители, которые по своему положению могут и обязаны выносить решения, воздействующие на производственные звенья. В состав аппарата управления входят руководители разного рода функциональных органов, ведающих на тех или иных уровнях планированием, учетом и т.д.

Аппарат управления при оптимальной численности и структуре должен обеспечивать обоснованность управленческих решений, своевременность их выработки и принятия, оперативную передачу исполнителям, четкую организацию выполнения решений.

Простейшая организационная структура — *линейная*, при которой все функции управления сосредоточены у руководителя предприятия. Централизация всех функций в руках линейного руководителя обеспечивает простоту и экономичность, уменьшает возможность противоречивых и неувязанных заданий подчиненным. Однако такая структура может быть использована при небольших масштабах производства. С возрастанием сложности и масштабов производства до определенных пределов линейный руководитель не в состоянии справиться со своими функциями и в помощь линейному руководителю создаются функциональные подразделения — службы (отделы) для изучения положения дел и подготовки решений. Они подчинены линейным руководителям, специализированы по функциям. В итоге линейно-функциональная структура управления сохраняет единство распорядительства и ответственность линейного руководителя в условиях специализации (по функциям) управленческой деятельности.

На этих принципах строится структура управления энергопредприятиями.

Организационная структура энергопредприятия (электростанции, электрические или тепловые сети) в той или иной форме имеет пять структурных блоков.

Первый блок — руководство: директор с заместителями, главный инженер с заместителями. Число заместителей зависит от мощности и технологических особенностей электростанций — сложности оборудования и состава сооружений, вида топлива и т.п.

Директор может иметь следующих заместителей — по общим вопросам, капитальному строительству, хозяйственным и социальным вопросам, кадрам, охране и гражданской обороне.

Главный инженер (он же первый заместитель директора) может иметь заместителей — по эксплуатации, ремонту, модернизации и освоению новой техники.

Второй блок — персонал при руководстве (у директора и заместителей) — инспектор по кадрам, инженер по подготовке кадров, инженер по режиму, старший инженер по эксплуатации, старший инженер по охране труда и технике безопасности, юристконсульт, группа хозяйственного обслуживания.

Третий блок — включает функциональные отделы: производственно-технический, планово-экономический, бухгалтерия, отдел материально-технического снабжения, отдел капитального строительства, отдел оборудования, комплектации (последний — при строительстве или расширении предприятия).

Четвертый блок — производственные подразделения: цеха, службы, лаборатории, участки внутри цехов, рабочие места.

Пятый блок — непромышленные подразделения: структура жилищно-коммунального хозяйства, соцкультбыт и т.п.

Энергопредприятия входят в состав АО-энерго или являются дочерними предприятиями РАО «ЕЭС России». В первом случае организационная структура энергопредприятий утверждается Генеральным директором АО-энерго, во втором — Председателем правления РАО «ЕЭС России».

Основные задачи управления энергетическим предприятием:

- планирование производства и реализации продукции;
- планирование теплоэнергетического (водно-энергетического) баланса;
- организация и осуществление производства продукции (выработки электроэнергии, тепла или электроэнергии и тепла);
- организация и осуществление оперативного руководства;
- планирование, организация и производство ремонтов энергооборудования, зданий и сооружений;
- организация и планирование труда и заработной платы;
- учет и отчетность.

При определенной общности задач производственные организационные структуры управления различными энергопредприятиями имеют как определенную общность, так и (в силу особенностей характера производства, мощности энергопредприятия и др. факторов) определенные отличия. Конкретные организационные структуры управления энергопредприятиями рассмотрены в соответствующих разделах второй книги, второго тома.

Функции некоторых руководителей энергопредприятий. Управление энергопредприятием возглавляет директор, который руководит всей его деятельностью. Он несет полную ответственность за выполнение выпуска

продукции и диспетчерских указаний. Директор в пределах предоставленных ему прав распоряжается всеми средствами и имуществом предприятия, осуществляет контроль и проверку исполнения, руководит подбором и воспитанием кадров, несет ответственность за соблюдение финансовой, производственной и трудовой дисциплины на предприятии, обеспечивает охрану собственности, режим экономии и рентабельности производства.

Руководство производственно-технической деятельностью директор осуществляет через своего заместителя — главного инженера, ведающего техническими вопросами эксплуатации предприятия, организует и руководит разработкой и внедрением передовых методов производства, рационального использования оборудования, сырья, материалов, рабочей силы.

Под руководством главного инженера производится ремонт оборудования, техническая учеба и подготовка инженерно-технических работников энергопредприятия.

Производственно-технический отдел (ПТО) энергопредприятия выполняет следующие виды работ:

- разрабатывает режимы наилучшего использования, эксплуатационные нормы и режимные карты работы оборудования, проекты планов выработки энергии и планы технико-экономических показателей на планируемый период по предприятию в целом и по отдельным цехам;
 - организует технический учет работы оборудования;
 - ведет учет расхода материалов, электроэнергии на собственные нужды;
 - составляет необходимую техническую отчетность;
 - обрабатывает первичную техническую документацию;
 - анализирует выполнение установленных режимов и технических норм работы оборудования;
 - разрабатывает мероприятия по экономии топлива (на ТЭС) и по рациональному расходованию воды (на ГЭС), по снижению потерь электроэнергии (в предприятиях электрических сетей);
 - организует повышение квалификации персонала;
 - организует и контролирует производственный инструктаж персонала;
 - составляет темы по рационализации и рассматривает рационализаторские предложения и т.п.;
 - составляет общестанционный график ремонтов оборудования;
 - участвует в составлении сетевых графиков ремонта оборудования, а также в приемке оборудования из ремонта;
 - контролирует выполнение графика ремонтов;
 - разрабатывает заявки энергопредприятия на материалы, запасные части и оборудование;
 - контролирует соблюдение установленных норм расходования материалов; обеспечивает внедрение передовых методов ремонта и пр.
- Планово-экономический отдел, ПЭО, (на тепловых электростанциях):

разрабатывает перспективные и текущие планы работы электростанции и ее цехов;

осуществляет контроль за ходом выполнения плановых показателей;

разрабатывает мероприятия по повышению производительности труда; занимается вопросами организации, нормирования и оплаты труда.

При отсутствии в структуре электростанции ПЭО эти работы выполняет ПТО.

Отдел материально-технического снабжения обеспечивает энергопредприятие материалами, инструментами и запасными частями, составляет заявки, заключает договора на материально-техническое снабжение и реализует их.

Отдел кадров осуществляет подбор кадров, оформляет прием, переводы и увольнения работников электростанции.

Бухгалтерия ведет учет хозяйственной деятельности электростанции, осуществляет контроль за правильным расходованием средств и соблюдением финансовой дисциплины, осуществляет бухгалтерский учет и отчетность.

Цеха. Каждый цех возглавляется начальником цеха, который подчинен по производственно-техническим вопросам главному инженеру, а по административно-хозяйственным вопросам — директору. Начальник цеха организует работу коллектива цеха по выполнению плановых заданий, распоряжается средствами цеха, имеет право поощрять работников цеха и налагать на них дисциплинарные взыскания в пределах штатного расписания, устанавливает тарифные разряды рабочим, имеет право найма и увольнения работников цеха (кроме ИТР и мастеров) и т.д.

Отдельные участки цеха возглавляются мастерами. Мастер отвечает за выполнение плана, расстановку и организацию труда рабочих, использование и сохранность оборудования, расходование материалов, фонда заработной платы, охрану труда и технику безопасности, правильное нормирование труда, руководит работой бригадиров и бригад рабочих на энергопредприятии.

12.3. СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ (АО-ЭНЕРГО)

АО-энерго — объединения, созданные на базе производственных энергетических объединений (ПЭО).

АО-энерго включает электростанции (ТЭС, ГЭС, ГАЭС), предприятия электрических и тепловых сетей.

Высший орган АО — собрание акционеров. Текущая деятельность АО-энерго, заключающаяся в производственно-хозяйственном и оперативном управлении энергосистемой осуществляется Советом директоров, возглавляемого председателем Совета директоров — Генеральным директором.

В своей деятельности Совет директоров руководствуется законодательством РФ, уставом общества, положением о Совете директоров, утвержденным общим собранием.

К основным вопросам, решаемым Советом директоров относятся следующие:

определение приоритетных направлений деятельности Общества;

созыв годового и внеочередного общих собраний акционеров Общества;

утверждение повестки дня общего собрания акционеров;

выпуск облигаций и других ценных бумаг;

определение рыночной стоимости имущества в соответствии с Федеральным Законом «Об акционерных обществах»;

приобретение размещенных Обществом акций (кроме случаев приобретения акций для уменьшения уставного капитала), облигаций и иных ценных бумаг в случаях, предусмотренных настоящим уставом;

Решение о приобретении Обществом размещенных им акций может быть принято, если номинальная стоимость акций Общества, находящихся в обращении, составит не менее 90 % от уставного капитала Общества.

Приобретенные Обществом по решению Совета директоров Общества акции не предоставляют голоса, они не учитываются при подсчете голосов, по ним не начисляются дивиденды. Такие акции должны быть реализованы не позднее одного года с даты их приобретения, в противном случае общее собрание акционеров должно принять решение об уменьшении уставного капитала Общества в результате погашения указанных акций или об увеличении номинальной стоимости остальных акций за счет погашения приобретенных акций с сохранением размера уставного капитала.

образование (прекращение полномочий) Правления Общества, назначение и освобождение от должности его членов по представлению Генерального директора Общества;

установление размеров, выплачиваемых членам Правления Общества вознаграждений и компенсаций;

рекомендации по размеру выплачиваемых членам ревизионной комиссии Общества вознаграждений и компенсаций и определение размера оплаты услуг аудитора;

рекомендации по размеру дивиденда по акциям и по порядку их выплаты;

использование резервного и иных фондов Общества, а также форм использования фондов Общества, образованных за счет чистой прибыли Общества;

утверждение внутренних документов Общества, определяющих порядок деятельности органов управления Общества, в том числе положения о Правлении Общества, представляемых Генеральным директором Общества, принятие правил и регламента проведения заседаний Совета;

создание филиалов и иных обособленных подразделений и открытие представительств Общества;

принятие решения об участии Общества в других организациях;

заключение крупных сделок, связанных с приобретением и отчуждением Обществом имущества;

заключение сделок, предусмотренных главой XI Федерального закона «Об акционерных обществах»;

определение политики в части получения и выдачи ссуд, займов, кредитов, гарантий;

иные вопросы, предусмотренные Уставом Общества.

Состав Совета директоров

Член Совета директоров общества ежегодно избираются годовым общим собранием акционеров.

Членом Совета директоров может быть любое физическое или юридическое лицо, являющееся владельцем голосующих акций общества и предложенное акционером. В случае избрания в состав Совета директоров акционера — юридического лица, его руководитель выдает доверенность представителю юридического лица для осуществления полномочий члена Совета директоров.

Совет директоров избирается в количестве 13 человек сроком на 1 год.

Лица, избранные в состав Совета директоров общества, могут переизбираться неограниченное число раз.

Председатель Совета директоров избирается из числа избранных членов Совета директоров на годовом собрании акционеров и организует работу Совета директоров.

Члены Совета директоров по предложению председателя Совета директоров назначают секретаря Совета, который ведет протоколы заседания Совета директоров. Секретарем Совета директоров может быть как член Совета, так и лицо, не являющееся членом Совета директоров.

Члены Правления общества не могут составлять большинства в Совете директоров общества. Генеральный директор не может быть одновременно председателем Совета директоров общества.

Выдвижение кандидатов и избрание членов Совета директоров

Акционеры, являющиеся владельцами в совокупности не менее чем двух процентов голосующих акций общества по всем вопросам компетенции общего собрания на дату подачи предложения, в срок не позднее 30 календарных дней после окончания финансового года, ежегодно вправе выдвинуть для избрания на годовом общем собрании кандидатов в Совет директоров и на должность Председателя Совета директоров.

Число кандидатов в одной заявке не может превышать количественного состава этих органов, определенных в уставе.

Заявка на выдвижение кандидатов вносится в письменной форме, направлением заказного письма в адрес общества или сдается в канцелярию общества. Дата внесения заявки определяется по дате почтового отправления или по дате ее сдачи в канцелярию общества.

Выдвижение кандидатов осуществляется в порядке, предусмотренном уставом для выдвижения кандидатов в органы управления и контроля общества для избрания на годовом собрании.

При проведении внеочередного общего собрания в очной форме информации о сроках выдвижения кандидатов в текст включаются сообщения о созыве внеочередного общего собрания.

Срок выдвижения кандидатов для избрания нового состава Совета директоров на внеочередном общем собрании, проводимом в смешанной форме, доводится до сведения акционеров при информировании их об итогах общего собрания, досрочно прекратившего полномочия членов Совета директоров, в порядке и сроки, предусмотренные уставом для соответствующей формы собрания.

Если количество членов Совета директоров общества становится менее половины количества, предусмотренного уставом общества, оставшиеся члены Совета директоров обязаны в срок не более трех рабочих дней принять решение о созыве внеочередного общего собрания для избрания нового состава Совета директоров и установить срок для выдвижения кандидатов в члены Совета директоров.

Выборы Совета директоров производятся голосованием акций. На каждую голосующую по всем вопросам компетенции общего собрания акцию приходится число голосов, равное количественному составу членов Совета директоров, указанному в уставе общества.

При голосовании участник собрания имеет право отдать полностью или частично все голоса, находящиеся в его распоряжении, за одного или нескольких кандидатов в члены Совета директоров.

Избранными считаются кандидаты, набравшие большее относительно других кандидатов число голосов.

Председатель Совета директоров общества избирается общим собранием акционеров из числа избранных членов Совета директоров общества.

Председатель Совета директоров общества организует работу Совета директоров или организует заочное голосование, организует на заседаниях ведение протокола и подписывает его.

Взаимоотношения с другими органами общества

Решения общего собрания являются для Совета директоров обязательными. Совет директоров ежегодно отчитывается о своей деятельности перед общим собранием акционеров.

На общих собраниях акционеров точку зрения Совета директоров представляет председатель Совета директоров. Директор, имеющий собственное мнение, вправе изложить его на собрании.

Исполнительные органы общества (Генеральный директор и Правление) организуют выполнение решений Совета директоров. На заседаниях Совета директоров точку зрения исполнительных органов общества представляет Генеральный директор.

Исполнительным аппаратом при Генеральном директоре и Правлении открытого акционерного общества энергетики и электрификации АО-энерго является Генеральная дирекция, осуществляющая управление текущей деятельностью Общества.

Правление АО-энерго по отношению к Генеральной дирекции действует в соответствии с Положением о Правлении.

Положение о Генеральной дирекции утверждается Генеральным директором.

В своей деятельности Генеральная дирекция руководствуется законодательством РФ, Указами Президента РФ, постановлениями, распоряжениями и другими правовыми документами Правительства РФ, Государственными стандартами, директивными и инструктивными документами Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России» и АО-энерго, Уставом Общества, а также Положением о генеральной дирекции.

Генеральную дирекцию возглавляет Генеральный директор АО-энерго.

Структура, численность и штатное расписание Генеральной дирекции утверждается Генеральным директором в пределах сметы затрат на ее содержание, утвержденной Советом директоров.

В состав Генеральной дирекции входят технические службы, функциональные отделы и вспомогательные подразделения, выполняющие свои функции в соответствии с Положениями. Положения утверждаются Генеральным директором или заместителями Генерального директора по направлениям их деятельности.

Генеральный директор АО-энерго назначает и увольняет первого заместителя Генерального директора — главного инженера по согласованию с РАО «ЕЭС России», назначает и увольняет заместителей Генерального директора и заместителей главного инженера в соответствии с утвержденной организационной структурой Генеральной дирекции.

Генеральный директор АО-энерго назначает и увольняет руководителей подразделений (начальников служб, отделов и вспомогательных подразделений) по представлению своих заместителей или заместителей главного инженера, ответственных за деятельность данного направления.

Заместители начальников служб и отделов, а также остальные сотрудники Генеральной дирекции принимаются на работу и увольняются заместителем Генерального директора по кадрам по представлению руководителей подразделений.

Права и обязанности работников Генеральной дирекции

Руководители подразделений и работники Генеральной дирекции имеют право:

- знакомиться с учредительными, нормативными, учетными, отчетными, договорными и прочими документами и материалами АО-энерго по вопросам, входящим в компетенцию подразделения;

- в пределах своей компетенции представлять АО в органах государственного и хозяйственного управления, в сторонних и в общественных организациях;

- запрашивать у служб и отделов Генеральной дирекции и у филиалов материалы и сведения, необходимые подразделению для выполнения возложенных на него функций;

- привлекать для решения отдельных задач по направлениям деятельности подразделения, по согласованию с заместителем Генерального директора или заместителем главного инженера, курирующим данное направление, специалистов других подразделений Генеральной дирекции, филиалов и сторонних организаций, осуществлять сотрудничество с научными организациями;

- издавать распоряжения по подразделению, а также рекомендации и разъяснения по вопросам, входящим в компетенцию подразделения;

- с разрешения Генерального директора АО или его заместителя, курирующего данное направление, созывать совещания работников энергосистемы по вопросам деятельности подразделения;

- участвовать в подведении итогов работы филиалов;

- участвовать в разработке и рассмотрении показателей премирования персонала энергосистемы;

- вносить предложения Генеральному директору о поощрении или о наложении взыскания на сотрудников подразделения, персонал филиалов по результатам работы за отчетный период.

Руководители подразделений и работники Генеральной дирекции обязаны: качественно и своевременно выполнять задачи и функции, возложенные на службы и отделы Положениями о подразделениях;

выполнять профессиональные обязанности в соответствии с должностными инструкциями, систематически повышать свою квалификацию и нести ответственность на основании трудового законодательства;

направлять для согласования и получения заключений в подразделения Генеральной дирекции по соответствующим направлениям деятельности документы нормативного, договорно-правового и методического характера перед представлением их на утверждение Генеральному директору.

Задачи и функции генеральной дирекции

Основными задачами деятельности Генеральной дирекции являются реализация решений собрания акционеров АО, Совета директоров и Прав-

ления, выполнение приказов и распоряжений Генерального и осуществление управления текущей деятельностью АО в соответствии с действующим законодательством и нормативными актами. Для выполнения этих задач Генеральная дирекция под руководством Генерального директора осуществляет финансово-экономическую, инвестиционную и производственно-техническую политику, обеспечивающую достижение целей АО-энерго, определяемых его Уставом.

Для решения основных задач Генеральная дирекция:

организует надежное энергоснабжение потребителей, подключенных к сетям АО-энерго, в соответствии с заключенными с ними договорами;

объединяет и направляет работу электростанций, сетей и других филиалов, принимает меры по повышению надежности работы энергетических объектов энергосистемы;

планирует развитие энергосистемы с целью полного удовлетворения потребностей всех групп потребителей в мощности и энергии;

принимает меры к снижению экологически вредного воздействия деятельности АО на окружающую среду;

контролирует и координирует исполнение правил технической эксплуатации и техники безопасности;

осуществляет:

оперативно-диспетчерское управление и контроль за режимами энергетического оборудования;

взаимодействие с РАО «ЕЭС России» и с соседними, работающими параллельно в объединенной энергосистеме, акционерными обществами;

планирование экономической и производственно-хозяйственной деятельности энергосистемы и филиалов с целью обеспечения самофинансирования АО;

разработку и реализацию политики ценообразования в энергосистеме, включая внутренний хозяйственный механизм;

инвестиционную деятельность;

руководство и контроль за капитальным строительством, реконструкцией действующих предприятий, капитальным ремонтом зданий, сооружений и оборудования АО;

эффективное использование материальных, финансовых и трудовых ресурсов АО;

управление собственным и заемным капиталом АО;

маркетинговую и сбытовую работу с целью наиболее выгодной реализации продукции АО;

внешнеэкономическую деятельность АО;

готовит предложения:

о приобретении по импорту оборудования, технической документации, технологии, приборов, материалов и комплектующих изделий, товаров на-

родного потребления за счет собственных валютных поступлений АО, средств учредителей, валютного кредита банка;

о приобретении и сдаче в аренду, продаже, отчуждении, предоставлении займы и во временное пользование основных средств, транспорта, материальных ценностей в пределах Российской Федерации и за рубежом;

о заключении договоров страхования имущества, сырья, оборудования и жизни работников АО;

о предоставлении ссуд сотрудникам АО на договорных условиях;

разрабатывает документы, регулирующие взаимоотношения внутри АО-энерго.

Административно-хозяйственное руководство предприятиями энергосистемы Генеральный директор осуществляет через своих заместителей, которым подчинены функциональные отделы (планово-экономический, труда и заработной платы и др.).

Техническое и оперативное руководство Генеральный директор осуществляет через своего первого заместителя, являющегося главным инженером энергосистемы.

Производственно-техническое руководство энергосистемой главный инженер осуществляет через производственные отделы и службы, возглавляемые заместителями главного инженера.

Организационная структура Генеральной дирекции крупной энергосистемы приведена на рис. 12.1.

Службы и отделы Генеральной дирекции находятся в непосредственном подчинении Генерального директора, заместителей Генерального директора и заместителей главного инженера по направлениям в соответствии с утвержденной Генеральным директором структурой и распределением обязанностей.

В АО-энерго предусматривается возможность предоставления части подразделений статуса филиала.

Филиал является частью Акционерного общества АО-энерго — единого производственно-хозяйственного и технологического комплекса по производству, передаче и распределению и реализации электрической и тепловой энергии.

Филиал общества не является юридическим лицом и руководствуется в своей деятельности законодательством РФ, Уставом АО-энерго, «Положением о хозяйственном механизме АО-энерго», «Положением о Филиале АО-энерго», утвержденным Советом директоров, документами о диспетчерском управлении в АО-энерго и другими нормативными документами.

Филиал имеет круглую печать со своими наименованиями и эмблемой, угловой штамп, фирменные бланки.

Филиал имеет отдельный баланс, входящий в сводный баланс АО-энерго.

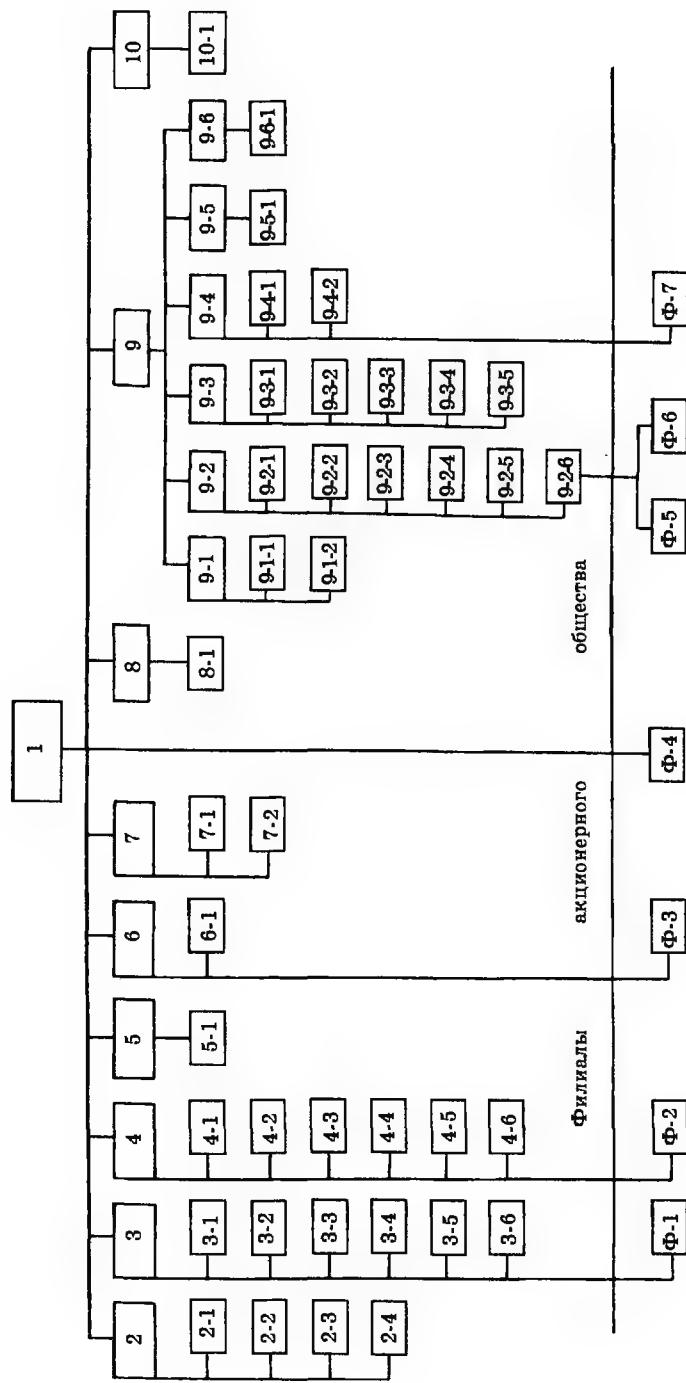


Рис. 12.1. Организационная структура генеральной дирекции

1 — Генеральный директор; 2 — Заместитель Генерального директора по общим вопросам; 2-1 — Топливо-транспортная служба; 2-2 — Служба автотранспорта и средств механизации; 2-3 — Производственно-коммерческая служба; 2-4 — Хозяйственный отдел; 3 — Заместитель Генерального директора по экономике; 3-1 — Планово-экономический отдел; 3-2 — Отдел организации труда и заработной платы; 3-3 — Финансовый отдел; 3-4 — Отдел ценных бумаг; 3-5 — Отдел методологии, экономики и информатики; 3-6 — Отдел внешнеэкономических связей; 4 — Заместитель Генерального директора по кадрам; 4-1 — Отдел кадров; 4-2 — Отдел производственно-технического обучения; 4-3 — Первый отдел; 4-4 — Отдел по гражданской обороне, чрезвычайным ситуациям и мобильной работе; 4-5 Пресс-центр; 4-6 — Центральная бухгалтерская библиотека; 5 — Заместитель Генерального директора по капитальному строительству; 5-1 — Отдел капитальных строительно-ремонтных работ; 6 — Заместитель Генерального директора по электрическим сетям; 6-1 — Служба сельской электрификации и распределительных сетей; 7 — Помощник Генерального директора (референт); 7-1 — канцелярия, архив; 7-2 — машбюро; 8 — Помощник Генерального директора — начальник юридического отдела; 8-1 — Юридический отдел; 9 — Главный инженер — первый заместитель Генерального директора; 9-1 — Производственно-технический отдел; 9-1-1 — Служба перспективного развития; 9-1-2 — Техническая библиотека; 9-2 — Заместитель главного инженера по теплотехнической части; 9-2-1 — Служба эксплуатации и ремонта тепломеханического оборудования; 9-2-2 — Служба тепловой автоматики; 9-2-3 — Химическая служба; 9-2-4 — Служба эксплуатации и ремонта гидротехнических сооружений; 9-2-5 — Служба наладки и испытаний тепло-механического оборудования; 9-2-6 — Метрологическая служба; 9-3 — Заместитель главного инженера по электротехнической части; 9-3-1 — Служба эксплуатации и испытаний высоковольтного оборудования; 9-3-2 — Служба релейной защиты и автоматики; 9-3-3 — Служба изоляции, защиты от перенапряжений и испытательный высоковольтный оборудования; 9-3-4 — Служба высоковольтных электрических сетей; 9-3-5 — Служба кабельных сетей; 9-4 — Заместитель главного инженера по диспетчерской части; 9-4-1 — Оперативно-диспетчерская служба; 9-4-2 Служба ремонта; 9-5 — Заместитель главного инженера по надежности и технике безопасности; 9-5-1 — Служба надежности и техники безопасности; 9-6 — Заместитель главного инженера по экологии; 9-6-1 — Служба экологии; 10 — Главный бухгалтер; 10-1 — Бухгалтерия; Филиалы акционерного общества: Φ-1 — Энергонадзор; Φ-2 — Лицей; Φ-3 — Завод по ремонту электротехнического оборудования; Φ-4 — Электростанция, электрические и тепловые сети; Φ-5 — Мастерские предприятия тепловых сетей; Φ-6 — Центральный ремонтный механический завод; Φ-7 — Энергосвязь.

Для организации и ведения своей деятельности Филиал, вправе, по представлению АО-энерго, открывать текущий счет и субсчета в одном из кредитных учреждений в установленном порядке.

Учредителем Филиала является АО-энерго.

АО-энерго несет ответственность по обязательствам Филиала. Филиал несет ответственность по обязательствам АО-энерго в пределах имущества, переданного в пользование Филиалу.

АО-энерго и Филиал не отвечают по имущественным обязательствам акционеров, работающих на Филиале.

Цель, предмет деятельности и задачи Филиала

Основная цель Филиала — достижение наилучших показателей экономической деятельности, обеспечивающих рост прибыли в целом по АО-энерго.

Основным предметом деятельности Филиала является его деятельность в соответствии с теми функциями, которые он осуществляет в производственно-хозяйственном и технологическом комплексе по производству, передаче, распределению и реализации электрической и тепловой энергии в соответствии с хозяйственными договорами, заключенными АО-энерго.

Филиал осуществляет виды деятельности, предусмотренные Уставом АО-энерго в соответствии со своей спецификой, а также иные виды деятельности, не противоречащие Уставу АО и не запрещенные законодательством РФ (пункт составляется в соответствии с конкретными видами деятельности филиала).

Для достижения поставленных целей Филиал решает следующие задачи:

- обеспечивает надежную и эффективную работу энергетического оборудования, исправное состояние зданий, сооружений и коммуникаций, гарантирующее готовность Филиала к выполнению его профессиональных целей;

- разрабатывает и осуществляет мероприятия, обеспечивающие максимальную экономичность работы оборудования, экономное расходование топливно-энергетических и других материальных ресурсов;

- осуществляет внедрение новой техники, автоматизированных процессов производства и модернизацию производственных фондов;

- разрабатывает и реализует программы социального и культурного развития трудового коллектива, оказывает содействие местным органам управления в реализации совместных социальных и экономических программах;

- обеспечивает соблюдение безопасных условий труда и санитарно-гигиенических норм, внедрение новых средств и способов предупреждения производственного травматизма;

- осуществляет меры по охране окружающей среды и снижению отрицательного воздействия на природу и людей.

Имущество Филиала

Имущество Филиала составляют основные фонды, оборотные средства и иные ценности, которые являются частью уставного капитала — собственностью АО-энерго и закрепляются за Филиалом с правом пользования этим имуществом. Стоимость имущества, закрепленного за Филиалом, отражается в его отдельном балансе.

В отношении закрепленного за ним имущества имеет право:

- осуществлять эксплуатацию, ремонт и модернизацию основных производственных и непроизводственных фондов;

- по согласованию с АО-энерго как собственником продавать имущество, передавать, обменивать или передавать его бесплатно во временное пользование другим Филиалам АО или сторонним предприятиям и организациям.

Для ликвидации крупномасштабных аварий Филиал обязан по распоряжению Правления предоставить трудовые и материальные ресурсы для восстановления нормальной работы энергосистемы.

Источником формирования финансовых ресурсов Филиала являются средства, выделяемые АО-энерго, а также другие источники, предусмотренные законодательством.

При недостатке финансовых ресурсов, образовавшемся по независящим от деятельности Филиала причинам, АО-энерго возмещает его дополнительные затраты за счет централизованных средств АО-энерго.

Управление Филиалом

Управление деятельностью Филиала осуществляется директором Филиала. Директор Филиала назначается на должность и увольняется Генеральным директором АО-энерго и действует на основании доверенности, выданной ему АО-энерго.

При назначении на должность директора Филиала между Генеральным директором и директором Филиала заключается трудовой договор (контракт) сроком до 5 лет.

Организационную структуру Филиала утверждает Генеральный директор АО-энерго.

Главный инженер Филиала назначается на должность и увольняется Генеральным директором АО-энерго.

Директор Филиала утверждает штатное расписание, назначает на должность и освобождает от должности работников Филиала, поощряет работников, либо привлекает их к дисциплинарной ответственности в установленном порядке.

Заместители директора, главный бухгалтер, заместители главного инженера, помощник директора по кадрам, начальник отдела кадров назначают-

ся на должность и увольняются директором Филиала по согласованию с заместителем Генерального директора АО-энерго по кадрам.

Директор Филиала заключает трудовой договор (контракт) со всеми вновь принятыми работниками в соответствии с КЗОТ Российской Федерации.

Директор Филиала решает все вопросы производственной и хозяйственной деятельности за исключением вопросов, отнесенных к компетенции органов управления АО-энерго, издает приказы и дает указания, обязательные для исполнения всеми работниками Филиала.

Директор Филиала несет ответственность перед АО-энерго за выполнение основных задач, соблюдение производственной, финансовой, договорной и трудовой дисциплины, за эксплуатацию оборудования согласно ПТЭ, за соблюдение правил пожарной безопасности и техники безопасности, а также за организацию работы по обеспечению режима секретности, связи, мероприятий гражданской обороны, мобилизационной подготовки.

Учет, отчетность и контроль за деятельностью Филиала

Учет и документооборот в Филиале организуется в соответствии с законодательством РФ и положениями АО-энерго.

Финансовый год Филиала начинается с 1 января и заканчивается 31 декабря.

Филиал осуществляет учет результатов своей производственной и финансовой деятельности, ведет бухгалтерскую и статистическую отчетность и несет ответственность за ее достоверность.

Отчетность Филиала в сроки, установленные АО-энерго, представляется в Генеральную дирекцию для включения результатов его деятельности в единый консолидирующий баланс и отчетность АО-энерго.

Все документы, служащие основанием для выдачи и приема денежных средств и других ценностей, а также изменяющие кредитные и расчетные отношения с предприятиями и организациями подписываются директором (а в его отсутствие — главным инженером, заместителем директора) и главным бухгалтером.

Контроль деятельности Филиала и сохранности закрепленного за ним имущества осуществляют отделы и службы АО-энерго проведением комплексных ревизий, а также целевых проверок организации сбыта электрической и тепловой энергии, выполнение правил технической эксплуатации, пожарной безопасности и техники безопасности. Контроль организации эксплуатации и состояния энергетических объектов осуществляется под руководством Генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей РАО «ЕЭС России».

Ревизия деятельности Филиала осуществляется Ревизионной комиссией АО-энерго (внутренний аудит) и может производиться сторонним аудитором (внешний аудит).

Ревизии проводятся как по плану Ревизионной комиссии, так и по требованию акционеров, владеющих в совокупности не менее 10 процентами голосов. По результатам ревизии комиссия вправе требовать созыва чрезвычайного общего собрания акционеров.

Контроль за состоянием оперативного управления и исполнением диспетчерской дисциплины осуществляется Центральной диспетчерской службой АО-энерго.

Прекращение деятельности Филиала

Прекращение деятельности Филиала АО-энерго осуществляется по решению общего собрания акционеров АО-энерго или при ликвидации самого АО-энерго, или по решению суда в соответствии с действующим законодательством.

Рассмотрим функции некоторых организационных подразделений.

Оперативно-диспетчерская служба управления. Изменение режима потребления энергии как в течение суток, так и в пределах недели, месяца, сезона и по годам, в результате влияния режимных факторов, вызывает необходимость в соответствующих изменениях режима работы энергопредприятий. В энергетическом объединении режим работы отдельных электростанций, входящих в него, независимо от форм собственности, принятых для них, подчиняется техническим требованиям и экономическим интересам объединения в целом, с учетом технических характеристик оборудования электростанций, их экономичности и других факторов. В связи с этим, для ведения процесса производства энергии в энергообъединении предусматривается аппарат оперативно-диспетчерского управления (диспетчерская служба), при этом существует четкое разграничение функций между административно-техническим руководством и оперативно-диспетчерским управлением производственным процессом.

В задачи диспетчерской службы входят:

выполнение плана выработки энергии и покрытия суточного графика нагрузки;

бесперебойная (надежная) работа энергосистемы;

поддержание надлежащих параметров вырабатываемой электрической энергии (частоты и напряжения) и тепловой энергии (давления и температуры отпускаемого на сторону пара в тепловых сетях);

достижение наибольшей прибыли энергосистемы в целом и наиболее рационального использования энергетических ресурсов.

В соответствии с задачами диспетчерская служба проводит оперативное управление энергосистемой, а также разрабатывает и контролирует режимы ее работы. Служба устанавливает режимы работы энергосистемы в целом и каждого из предприятий, электростанций и сетей на предстоящие сутки в соответствии с утвержденными планами выработки электро- и тепло-

энергии, планом ремонтов, требованиями экономичности, надежности, наличием энергетических ресурсов. Она оперативно руководит распределением нагрузки и действиями дежурного персонала электростанций, электрических и тепловых сетей при производстве операций по отключению и включению основного оборудования и линий электропередачи, переключением в схемах коммутации на электростанциях и в сетях, ликвидации аварий в энергосистеме, выводе оборудования для ремонта и т.п.

Дежурный диспетчер во время своего дежурства является оперативным руководителем работы энергосистемы.

Дежурному диспетчеру энергосистемы в оперативном отношении подчинены все нижестоящие дежурные на электростанциях и других предприятиях энергосистемы (начальники смен станций, электросетей и т.д.).

Дежурный диспетчер энергосистемы в оперативном отношении подчинен вышестоящему дежурному, а в административно-техническом — начальнику своего подразделения — главному диспетчеру энергосистемы.

Диспетчерское управление небольших энергосистем осуществляется по схеме непосредственной связи дежурного диспетчера системы с начальниками смен электростанций и дежурными по подстанциям.

В сложных энергосистемах организуются промежуточные ступени диспетчерского управления: районные диспетчерские службы, диспетчерские службы городской электросети, теплосети, энергосбыта.

Диспетчерская служба участвует в составлении годового плана энергоснабжения, планов ремонта основного оборудования; разрабатывает специальные мероприятия по повышению надежности и экономичности, лучшему использованию оборудования и ресурсов.

Служба релейной защиты и автоматики осуществляет техническое руководство эксплуатацией релейной защиты, автоматики электрической части станций и сетей и электроизмерительных устройств, а также производственное обслуживание электростанций и сетей системы в части испытаний, наладки, ремонтов и реконструкции указанных устройств. В состав центральной службы входят релейная и электроизмерительная лаборатории, а также мастерская точной механики, на которую возлагается обслуживание всех служб районного управления.

Служба тепловой автоматики, наладки и испытаний теплового оборудования на основе испытаний и эксплуатационных данных разрабатывает наиболее выгодные режимы работ силового оборудования электростанций, обеспечивает производственное обслуживание электростанций по наладке этого оборудования, ремонт и монтаж устройств и приборов теплового контроля и автоматики, а также осуществляет руководство станционными теплоизмерительными лабораториями.

Центральный ремонтный завод (ЦРМЗ). Для ведения централизованных ремонтов оборудования энергосистемы создаются ремонтное предприятие или ремонтный завод в качестве самостоятельного предприятия. Предпри-

ятие имеет две группы цехов: по ремонту оборудования электростанций (цеха внешних работ с соответствующими внешними бригадами) и по производству запасных частей, приспособлений по ремонту, оснастки и т.п.

Химическая служба производит контроль и испытания воды и масел (турбинного и трансформаторного) в тех случаях, когда это оказывается невозможным или нецелесообразным выполнять силами лабораторий электростанций и предприятий электрических и тепловых сетей; осуществляет руководство химическими лабораториями энергопредприятий.

Служба перспективного развития занята проектированием расширения и реконструкции действующих предприятий энергосистемы, а также новых объектов строительства в пределах данной энергосистемы.

В энергосистеме имеется специальное подразделение — *служба надежности и техники безопасности*, в функции которой входит контроль за исполнением Правил технической эксплуатации и Правил техники безопасности, циркуляров и предписаний энергетическим предприятиям при эксплуатации и ремонте оборудования и сооружений, служба участвует в разборе аварий и причин травматизма.

Вопросы для повторения

1. Назовите особенности энергетического производства.
2. Основные принципы построения управления энергопредприятием.
3. Какова структура управления энергопредприятием?
4. Назовите функции основных служб АО-энерго.

Глава 13

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОПТИМАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

13.1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Оптимальное использование производственной мощности электростанций в энергетической системе может быть установлено на основе их технико-экономических характеристик. Этими характеристиками для тепловых электростанций являются энергетические (расходные) характеристики и характеристики относительных (удельных) приростов расхода тепловых электростанций.

Энергетическая характеристика тепловой электростанции отражает зависимость между расходом топлива и количеством получаемой электроэнергии и теплоты.

Характеристика относительных приростов расхода топлива тепловой электростанции представляет зависимость прироста расхода топлива при электрической нагрузке на единицу (1 МВт) и данной тепловой нагрузке.

Исходными материалами для разработки указанных характеристик теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) являются характеристики котельной и машинного зала, а для отдельных блоков — характеристики котлов и турбоагрегатов.

Энергетическая характеристика котла — зависимость часового расхода топлива котлом от его полезной часовой тепловой нагрузки (рис. 13.1, $B = f(Q)$).

Характеристика относительных приростов расхода топлива котлом, называемая в дальнейшем для краткости «характеристика относительных приростов», отражает изменение часового расхода топлива при увеличении тепловой нагрузки на 1 ГДж/ч ($r_k = f(Q)$) (рис. 13.2).

На основе характеристик для отдельных котлов строятся одноименные характеристики по котельной применительно к одновременно находящимся в работе котлам в данный период времени и оптимального распределения тепловой нагрузки котельной между ними (имеются в виду котлы, работающие на общую тепловую нагрузку данных параметров).

Критерий оптимальности — минимум суммарного расхода топлива котельной или минимум суммарных затрат на топливо. Тепловые нагрузки котлов, соответствующие этим условиям, будут совпадать в случае, если в рассматриваемый период времени все работающие котлы данной котельной используют одинаковое топливо.

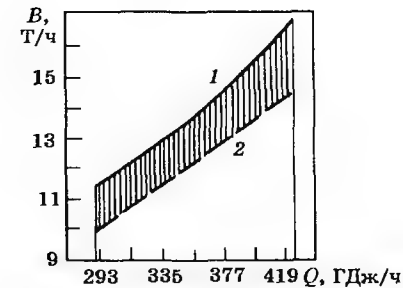


Рис. 13.1. Энергетическая (расходная) характеристика котла
1 — потери; 2 — полезный расход

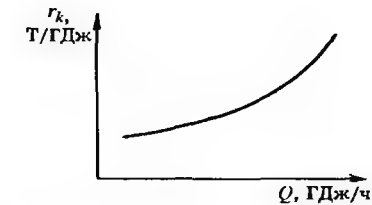


Рис. 13.2. Характеристика относительных приростов расхода топлива котлом

Для достижения этих критериев необходимо, чтобы в каждый момент времени обеспечивалось равенство относительных приростов расхода топлива или относительных приростов стоимости топлива.

Поэтому для построения характеристики относительных приростов котельной суммирование нагрузки отдельных котлов следует производить при одинаковых значениях относительных приростов расхода топлива для достижения минимума расхода топлива котельной или при одинаковых значениях относительных приростов стоимости топлива для достижения минимума себестоимости производства теплоты. На рис. 13.3 приведена характеристика относительных приростов расхода топлива котельной, состоящей из трех разнотипных котлов. Излом характеристики котельной происходит в характерных точках, соответствует минимальным и максимальным нагрузкам отдельных котлов.

Энергетическая характеристика котельной строится по тем же характерным точкам, что и характеристика относительных приростов расхода топлива (рис. 13.4). При этом используются энергетические характеристики отдельных котлов.

По тепловым нагрузкам отдельных котлов, соответствующих данному (одинаковому) значению относительного прироста расхода топлива, из энергетических характеристик находятся соответствующие им расходы топлива. Суммируя эти величины расходов топлива, получаем расход топлива котельной при тепловой нагрузке, равной сумме тепловых нагрузок отдельных котлов.

Энергетическая характеристика двухотборного теплофикационного турбоагрегата может быть представлена в виде:

$$Q_T = q_0 + \delta_T \Delta A_T + \delta_n \Delta A_n + (\beta_T + \delta'_T \Delta A_T) D_T + (\beta_n + \delta'_n \Delta A_n) D_n + r_{T1} p + \sum_{i=1}^n (r_{T(i+1)} - r_{Ti})(p - p_{кр i}), \quad (13.1)$$

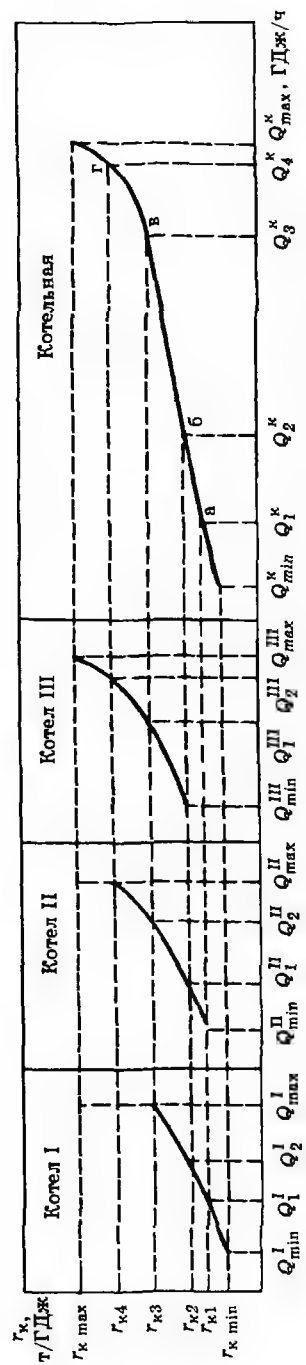


Рис. 13.3. Построение характеристик относительных приростов расхода топлива котельной

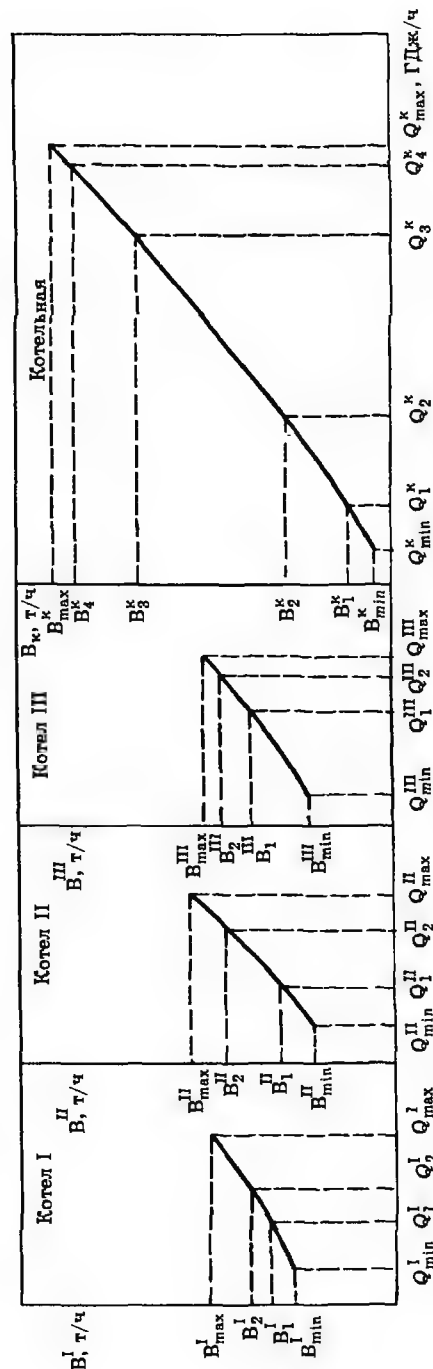


Рис. 13.4. Энергетические характеристики котельной и отдельных котлов

где Q_T — часовой расход теплоты турбоагрегатом, ГДж/ч; q_0 — условный расход теплоты на холостой ход при конденсационном режиме, полученный экстраполяцией энергетической характеристики до пересечения с осью ординат, проходящей через нулевую электрическую нагрузку, ГДж/ч; ΔA_T , ΔA_n — разности текущих и номинальных давлений в отборах отопительных и производственных параметров пара, МПа; D_T , D_n — величины расходов пара из регулируемых отборов отопительных и производственных параметров, т/ч; β_T , β_n — коэффициенты отборов, характеризующие приросты расхода теплоты турбоагрегатом при неизменной электрической нагрузке, номинальных давлений в отборах и увеличении отбора пара соответственно отопительных и производственных параметров на 1 т/ч, ГДж/т; δ_T , δ_n — коэффициенты, характеризующие изменение расхода теплоты на холостой ход турбоагрегата при отклонении давлений пара в отборах отопительных и производственных параметров от номинальных, (ГДж/ч)/МПа; δ'_T , δ'_n — поправки к коэффициентам отборов при отклонении давлений пара в них от номинальных, (ГДж/ч)/МПа; p — любая электрическая нагрузка турбоагрегата в пределах от минимальной до максимальной, МВт; p_{kpi} — электрическая нагрузка турбоагрегата, при которой имеет место i -й излом энергетической характеристики, МВт; r_{T1} — относительный прирост расхода теплоты на единицу электрической нагрузки в пределах от минимальной нагрузки до нагрузки p_{kpi} (ГДж/ч)/МВт; r_{Ti} — то же при $i > 1$ в пределах от нагрузки p_{kpi-1} до p_{kpi} , (ГДж/ч)/МВт.

Выражение (13.1) в частных случаях упрощается. Если, например, расчет ведется для номинальных давлений пара в отборах, то приравнявая нулю значения ΔA_T и ΔA_n , получаем энергетическую характеристику двухотборного теплофикационного агрегата в виде:

$$Q_T = q_0 + \beta_T D_T + \beta_n D_n + r_{T1} p + \sum_{i=1}^n (r_{T(i+1)} - r_{Ti})(p - p_{kpi}). \quad (13.2)$$

Если теплофикационный турбоагрегат имеет отбор только отопительных параметров, то величина D_n приравняется нулю, и формула (13.2) принимает вид:

$$Q_T = q_0 + \beta_T D_T + r_{T1} p + \sum_{i=1}^n (r_{T(i+1)} - r_{Ti})(p - p_{kpi}). \quad (13.3)$$

Для конденсационного турбоагрегата величины D_T и D_n приравняются нулю. Тогда формула (13.3) преобразуется к виду:

$$Q_T = q_0 + r_{T1} p + \sum_{i=1}^n (r_{T(i+1)} - r_{Ti})(p - p_{kpi}). \quad (13.4)$$

Показатели $\beta_T, \beta_P, r_T, P_{кр}, P_{min}, P_{пр}, P_{max}$ для данного типа агрегата существенно зависят от величин отборов пара.

Энергетическая характеристика турбоагрегата, отражаемая уравнениями (13.1)–(13.4), графически представляется ломаной линией (рис. 13.5).

Характеристика относительных приростов расхода теплоты турбоагрегатом для данной тепловой нагрузки определенных параметров представляет ступенчатый график. Число ступеней и их размеры определяются значениями минимальной, максимальной и критическими нагрузками и относительными приростами расхода теплоты для отдельных диапазонов нагрузки (рис. 13.6).

Для ТЭС с поперечными связями по характеристикам турбоагрегатов составляются режимные карты, характеристики относительных приростов расходов теплоты и энергетические характеристики машинного зала электростанции. Режимная карта машинного зала тепловой электростанции — зависимость электрической нагрузки отдельных турбоагрегатов от электрической нагрузки станции, $p_i = f(p)$. Режимная карта разрабатывается для определенного состава работающих турбоагрегатов, применительно к данным тепловым нагрузкам и условиям эксплуатации.

Загрузка турбоагрегатов производится в последовательности, определяемой возрастанием относительных приростов расхода теплоты по зонам их нагрузок. Это позволяет установить рациональную очередность загрузки (разгрузки) совместно работающих турбоагрегатов, обеспечивающую минимальный расход теплоты машинным залом при определенной элек-

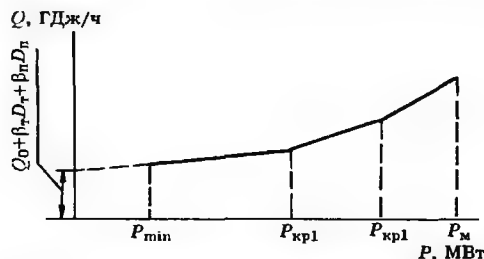


Рис. 13.5. Энергетическая характеристика турбоагрегата

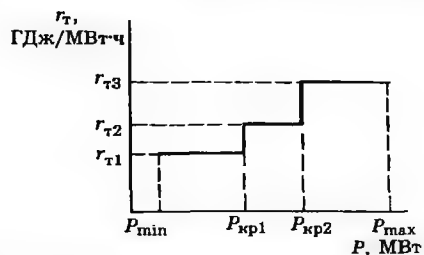


Рис. 13.6. Характеристика относительных приростов расхода топлива турбоагрегатом

трической нагрузке и неизменной тепловой. Пример графического представления характеристики машинного зала при работе двух конкретных турбоагрегатов показан на рис. 13.7. На основе этих расчетов может быть также построена энергетическая характеристика машинного зала тепловой электростанции $Q_{мз} = f(p)$.

Характеристики относительных приростов и энергетическая для электростанции в целом могут быть получены на основе одноименных характеристик котельной и машинного зала. Характеристики блоков формируются, исходя из характеристик котла (котлов) и турбоагрегата (рис. 13.8).

Расходы мощности на собственные нужды электростанции учитываются внесением поправочных коэффициентов.

Полученные характеристики тепловых электростанций необходимы для определения расходов топлива тепловыми электростанциями в рассматриваемый период и оптимального режима использования их основных агрегатов.

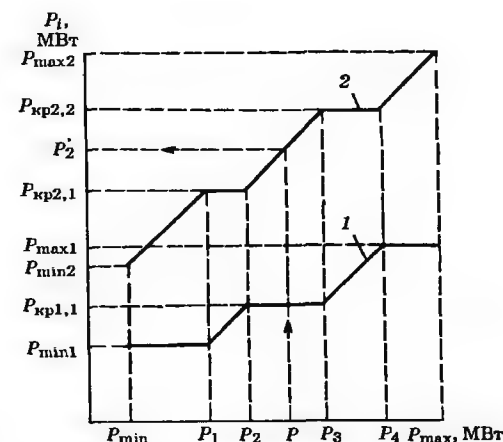


Рис. 13.7. Режимная карта машинного зала тепловой электростанции

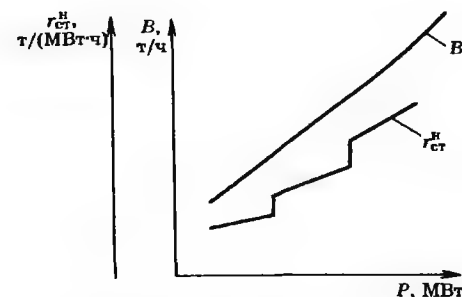


Рис. 13.8. Энергетическая характеристика и характеристика относительных приростов расхода топлива тепловой электростанцией

13.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Исходные материалы для разработки характеристик гидроэлектростанции — результаты натурных испытаний оборудования на действующих ГЭС или данные испытаний моделей турбин, проектные данные для строящихся и проектируемых ГЭС.

Зависимость расхода воды гидроэлектростанцией, выраженного в $\text{м}^3/\text{с}$, от ее электрической мощности $Q_{\Gamma} = f(P_{\text{ст}})$ представляет расходную характеристику ГЭС (рис. 13.9).

Для построения расходной характеристики гидроэлектростанции при однотипных гидроагрегатах и неизменном напоре необходимо нагрузки и расход воды одного агрегата умножить на число агрегатов.

Наивыгоднейшее число гидроагрегатов, которое должно находиться в работе при определенной электрической нагрузке ГЭС и данном напоре, принимается таким, чтобы ему соответствовал минимальный расход воды на ГЭС.

Следовательно, переход от использования z агрегатов к $(z + 1)$ агрегату должен происходить при электрических нагрузках ГЭС, соответствующих равенству расходов воды. Нахождение этих нагрузок по точкам пересечения расходных характеристик при использовании z и $(z + 1)$ гидроагрегатов практически затруднено в виду достаточной близости характеристик в зоне нахождения этих точек. Более точные результаты могут быть получены по точкам пересечения кривых зависимости суммарных потерь мощности ΔP в гидроагрегатах от нагрузки ГЭС (рис. 13.10).

Эти потери складываются из потерь в турбинах, гидрогенераторах и водоподводящих сооружениях. С повышением нагрузки ГЭС критерием пе-

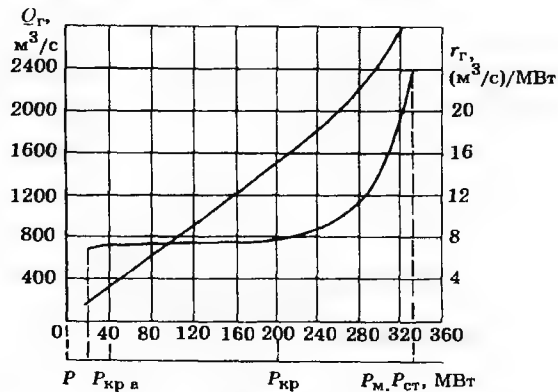


Рис. 13.9. Характеристика относительных приростов и расходная характеристика гидроэлектростанции
 Q_{Γ} — суммарный расход воды; r_{Γ} — относительный прирост расхода воды; P — нагрузка гидроэлектростанции

рехода от работы z гидроагрегатов к $(z + 1)$ гидроагрегатам является равенство суммарных потерь мощности (имеются и другие способы определения искомых нагрузок).

Характеристика относительных приростов гидроагрегата $r_{\text{га}} = f(P_{\text{а}})$ представляет зависимость относительного прироста расхода воды, выраженного в $(\text{м}^3/\text{с})/\text{МВт}$, от его электрической нагрузки.

Характеристика относительных приростов расхода воды гидроэлектростанцией строится суммированием характеристик отдельных гидроагрегатов при одинаковых значениях относительных приростов воды.

Поскольку на гидроэлектростанции в большинстве случаев устанавливаются однотипные агрегаты, то суммирование заменяется умножением абсцисс характеристики одного агрегата на число агрегатов при неизменных ее ординатах.

При данном числе включенных в работу агрегатов ГЭС (меньшем максимального количества) с ростом электрической нагрузки относительный прирост расхода воды постепенно увеличивается. Если при данной электрической нагрузке гидроэлектростанции ввести в работу дополнительный гидроагрегат, то нагрузка на каждом гидроагрегате снизится и уменьшится относительный прирост расхода воды ГЭС.

Этому на рис. 13.11 соответствует переход от относительного прироста $r_{\Gamma 1}$ к $r_{\Gamma 2}$ при нагрузке P_1 . Следовательно, суммарная характеристика относительных приростов расходов воды на ГЭС при переменном количестве работающих агрегатов имеет пилообразный характер с разрывами непрерывности при нагрузках, соответствующих включению (отключению) каждого агрегата (см. на рис. 13.11 — ломаная линия А—Б—В—Г). Использование такой характеристики практически затруднено в виду неоднозначности величины электрической нагрузки ГЭС при данном значении относительного прироста расхода

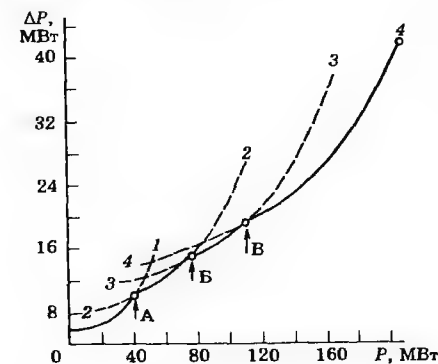


Рис. 13.10. Определение наивыгоднейшего числа работающих гидроагрегатов
А — пуск или остановка 2-го агрегата; Б — 4-го агрегата; В — 4-го агрегата; ΔP — потери мощности; P — нагрузка гидроэлектростанции

величины электрической нагрузки ГЭС при данном значении относительного прироста расхода

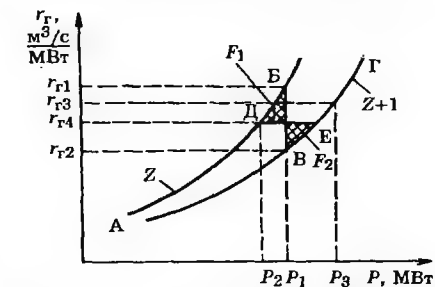


Рис. 13.11. Характеристика относительных приростов гидроэлектростанции
 r_{Γ} — относительный прирост расхода воды; P — нагрузка гидроэлектростанции

воды. Так, при относительном приросте $r_{г3}$ имеется два значения электрической нагрузки: P_1 и P_3 .

Сглаживание суммарной характеристики относительных приростов ГЭС обычно производится при допущении, что переход от z к $(z + 1)$ агрегатам не вызывает изменения относительного прироста расхода топлива на тепловых электростанциях энергосистемы. Тем самым принимается, что при таком сглаживании можно руководствоваться только характеристикой рассматриваемой ГЭС и не учитывать характеристик остальных станций энергосистемы.

Тогда искомое значение относительного прироста должно быть выбрано таким, чтобы расход воды, подсчитанный по действительной и сглаженной характеристикам не изменился. Этому условию соответствует значение относительного прироста $r_{г4}$ (см. рис. 13.11), при котором площадь F_1 (снижение расхода воды по сравнению с действительной характеристикой) равна площади F_2 (повышение расхода воды по сравнению с действительной характеристикой). Сглаженная характеристика относительных приростов расхода воды при переходе от z к $(z + 1)$ гидроагрегату представлена на рис. 13.11 ломаной линией А—Д—Е—Г. Производя аналогичные построения для каждого дополнительно вводимого в работу гидроагрегата, получаем характеристику относительных приростов ГЭС при данном напоре (H).

Представленная на рис. 13.9 сглаженная характеристика относительных приростов содержит три различающихся участка:

начальный криволинейный участок, относящийся к работе одного агрегата на ГЭС (от $P_{\min}$ до $P_{\text{кр}a}$);

промежуточный прямолинейный участок, соответствующий сглаженной пилообразной части характеристики ГЭС (от $P_{\text{кр}a}$ до $P_{\text{кр}m}$);

конечный криволинейный участок, относящийся к работе всех агрегатов ГЭС (от $P_{\text{кр}m}$ до P_m).

Точке излома характеристики при переходе от участка «Б» к участку «В», называемой «критической», соответствует электрическая мощность, определенная с некоторым приближением по формуле, МВт:

$$P_{\text{кр}} = P_{\text{кр}a} z_m \text{ при } H = \text{const},$$

где $P_{\text{кр}a}$ — критическая нагрузка одного агрегата при данном напоре, МВт; z_m — максимальное количество работающих гидроагрегатов на ГЭС.

Характеристики относительных приростов гидростанций при различных напорах представлены на рис. 13.12.

Зависимость между критической нагрузкой ГЭС и напором может быть представлена в виде, МВт:

$$P_{\text{кр}} = (P_{\text{о кр}a} - \alpha_{гкр}(H_H - H)) z_m,$$

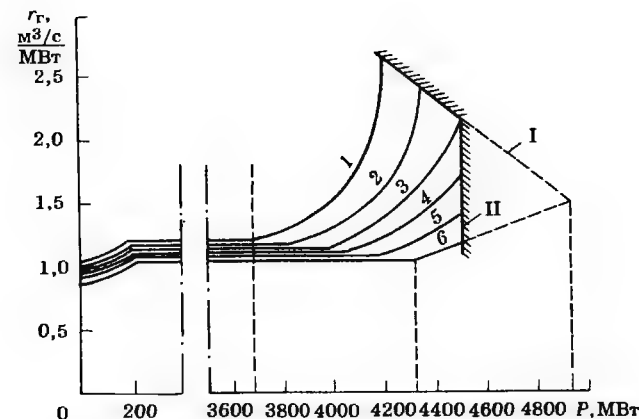


Рис. 13.12. Характеристики относительных приростов гидростанции при различных напорах

I — ограничение по турбинам; II — ограничение по генератору; r_g и P — то же, что и на рис. 13.9; 1—6 — $H = 95$ м; 97,5; 100; 102,5; 105; 107,5

где $P_{\text{о кр}a}$ — критическая нагрузка гидроагрегата, соответствующая наибольшему напору (H_H) ГЭС, МВт; H — рассматриваемый напор на ГЭС; $\alpha_{гкр}$ — величина снижения критической нагрузки при уменьшении напора на 1 м, МВт/м.

Максимальная мощность ГЭС может ограничиваться мощностями турбин или генераторов (см. рис. 13.12).

Максимальная мощность, ограничиваемая турбинами, зависит от напора, МВт:

$$P_m = (P_{\text{о м}a} - \alpha_{гм}(H_H - H)) z_m;$$

где $P_{\text{о м}a}$ — условная максимальная мощность ГЭС, соответствующая точке пересечения экстраполированной линии ограничения мощности ГЭС по турбинам с экстраполированной характеристикой относительных приростов ГЭС при этом напоре, МВт; $\alpha_{гм}$ — величина снижения максимальной мощности каждого агрегата ГЭС при уменьшении напора на 1 м, МВт/м.

Ограничение по генератору показано на рис. 13.12 вертикальной прямой.

Минимальная нагрузка ГЭС может ограничиваться неэнергетическими потребителями: расходом воды на обеспечение судоходства, ирригации, водоснабжения и др.

Характеристика относительных приростов ГЭС выражается уравнением вида*, ($\text{м}^3/\text{с}$)/МВт: при $P > P_{\text{кр}}$

$$r_g = r_{0г} + m_1 P_{\text{кр}} + m_2 (z(P_a - P_{\text{кр}a}))^{m_3};$$

* Не считая начального криволинейного участка, соответствующего работе одного агрегата на ГЭС.

при $P \leq P_{кр}$

$$r_r = r_{0r} + m_1 P,$$

где r_{0r} — начальное значение относительного прироста расхода воды; m_1 — коэффициент, отражающий наклон характеристики в зоне от минимальной нагрузки до критической при учете неустойчивого режима, связанного с быстрыми изменениями уровня нижнего бьефа ГЭС; m_2, m_3 — коэффициенты, отражающие конфигурацию криволинейной части характеристики.

Величина r_{0r} вычисляется по формуле, $(м^3/с)/МВт$:

$$r_{0r} = 102 / H \eta_m,$$

где H — напор в м; η_m — максимальный КПД (в долях).

Сопоставительные расчеты на конкретных примерах показали, что погрешность в относительном приросте при использовании аналитического выражения (13.5) не превышает 5—6 %.

Расход воды на ГЭС по часам суток может быть подсчитан по выражению вида, $м^3/с$:

$$Q_{ri} = Q_{rm} - \sum_{r_{гн}}^{r_r} (P'_r - P_r) \frac{r_r + r'_r}{2},$$

где Q_{rm} — расход воды, соответствующий максимальной электрической нагрузке ГЭС при данном напоре, $м^3/с$; P'_r, P_r — электрические нагрузки ГЭС, соответствующие предыдущему (r'_r) и рассматриваемому (r_r) значениям относительных приростов ГЭС; $r_{гн}$ — наибольшее значение относительного прироста расхода воды на ГЭС.

Полученные для каждого часа суток величины расходов воды на ГЭС суммируются нарастающим итогом за сутки. При этом учитывается изменение числа работающих гидроагрегатов по часам суток, $м^3/с$:

$$Q_{гсут} = \sum_{i=0}^{23} (Q_{гi} - q_{ог}(z_{гм} - z_{гi})),$$

где $q_{ог}$ — расход воды на холостой ход одного гидроагрегата ГЭС; $z_{гi}$ — количество работающих гидроагрегатов в данный час суток.

13.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Характеристика расхода ядерного горючего на производство электрической продукции, выраженного в тоннах условного топлива, может быть отражена уравнением, т/ч:

$$B = B_0 + r_p Q_p, \quad (13.5)$$

где B_0 — расход топлива на покрытие потерь теплоты на холостой ход, выраженный в условном топливе, т/ч; Q_p — тепловая мощность реактора, ГДж/ч; r_p — относительный прирост расхода ядерного горючего, выраженный в условном топливе реакторами, т/ГДж.

Величина r_p принимается равной 0,0342 т у.т/ГДж, т.е. без составляющей потерь. Это определяется тем, что суммарные потери в системе реактор-парогенератор на тепловое рассеивание не превосходят 0,25—0,5 % от полной тепловой мощности реактора и не зависят от тепловой нагрузки, типа реактора.

Расходную характеристику машинного зала АЭС с n конденсационными турбинами можно представить в виде, ГДж/ч:

$$Q_{мз} = \sum_{i=1}^n (Q_{oi} + r_{т1i} P_i + (r_{т2i} - r_{т1i})(P_i - P_{кр i})), \quad (13.6)$$

где Q_{oi} — расход теплоты на холостой ход i -м турбоагрегатом, ГДж/ч; P_i — любая электрическая нагрузка i -го турбогенератора (в пределах от минимальной до максимальной), МВт; $P_{кр i}$ — критическая электрическая нагрузка i -го турбоагрегата, МВт; $r_{т1i}$ — относительный прирост расхода теплоты i -м турбоагрегатом в диапазоне от минимальной нагрузки до критической, ГДж/МВт · ч; $r_{т2i}$ — то же в диапазоне от критической нагрузки до максимальной, ГДж/МВт · ч.

Пренебрегая потерями в паропроводах и приравнивая величины Q_p и $Q_{мз}$, на основе уравнений (13.5) и (13.6) получаем расходную характеристику атомной электростанции, т/ч:

$$B = B_0 + r_p \sum_{i=1}^n (Q_{oi} + r_{т1i} P_i + (r_{т2i} - r_{т1i})(P_i - P_{кр i})). \quad (13.7)$$

В случае использования n однотипных конденсационных турбин на АЭС уравнение (13.7) упрощается:

$$B = B_0 + r_p (Q_0 + r_{т1} P + (r_{т2} - r_{т1})(P - P_{кр1})) n.$$

Относительные приросты расхода условного топлива блоком реактор-парогенератор-турбоагрегат или АЭС при однотипных турбоагрегатах равны, т/МВт · ч:

$$r_{a1} = 0,0341 r_{т1},$$

$$r_{a2} = 0,0341 r_{т2}.$$

Расходная характеристика блока реактор-парогенератор-турбоагрегат может быть представлена выражением, т/ч:

$$B = B_0 + r_{a1} P + (r_{a2} - r_{a1}) (P - P_{кр1}).$$

Например, для блока с двумя турбоагрегатами по 220 МВт расходная характеристика имеет вид (приближенно), т/ч:

$$B = 34,9 + 0,301 P + 0,047(P - 310).$$

Если АЭС имеет в своем составе турбоагрегаты с разными значениями относительных приростов расхода теплоты, то характеристика относительных приростов расхода топлива АЭС имеет вид ступенчатой зависимости.

13.4. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТНОСИТЕЛЬНОГО ПРИРОСТА ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для определения наивыгоднейшего распределения электрической нагрузки между станциями энергосистемы или между системами в объединении систем необходимо учитывать поправочные коэффициенты на изменение потерь мощности в электрической сети:

$$\sigma = 1/(1 - \sigma), \quad (13.8)$$

где σ — относительный прирост потерь активной мощности в сети для данной станции (при распределении нагрузки между станциями системы) или для данной системы (при распределении нагрузки между энергосистемами в объединении систем). В общем случае относительный прирост потерь для каждой i -й электростанции можно представить в виде:

$$\sigma = \frac{\Delta P}{dP_i} = \beta_1 P_1 + \beta_2 P_2 + \dots + \beta_i P_i + \dots + \beta_n P_n + A,$$

где $P_1, P_2, \dots, P_i, \dots, P_n$ — электрические нагрузки 1, 2, ..., i , ..., n -й электростанции; ΔP — суммарные потери активной мощности; $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_i, \dots, \beta_n$ — постоянные коэффициенты; A — величина, зависящая от нагрузок потребителей.

Аналогичное выражение может быть написано и при распределении нагрузок между системами.

Следовательно, в общем случае относительный прирост потерь данной электростанции (системы) зависит не только от нагрузки этой станции (системы), но и от нагрузок других станций (систем), параметров электрической сети, нагрузок потребителей.

Изменение величины относительного прироста потерь активной мощности данной электростанции (системы) в зависимости от ее нагрузки при прочих постоянных условиях представляет характеристику относительного прироста потерь.

Например, рассмотрим расчет характеристики относительного прироста потерь для 110 кВ линии электропередачи, от которой питаются тяговые подстанции железнодорожного транспорта. Такую линию можно рассматривать как линию с равномерно распределенной нагрузкой. Если напряжения по концам линии равны между собой, то, исходя из среднего напряжения по длине линии электропередачи и пренебрегая поперечной составляющей падения напряжения, можно написать:

$$\int_0^{l_c} ((P_1 - P_0 l) R_0^{уд} + (P_{p1} - P_{p0} l) X) dl = 0,$$

где P_1 и P_{p1} — величины активной и реактивной мощности, передаваемой с одного конца линии, МВт и МВАр; P_0 и P_{p0} — равномерно распределенные по длине линии активная и реактивная нагрузки, отнесенные к 1 км длины линии, МВт/км, МВАр/км; l_c — суммарная длина линии электропередачи, км; $R_0^{уд}$, X — удельные активное и реактивное сопротивления одной фазы линии, Ом/км.

Проинтегрировав это уравнение, получим

$$P_1 R - 0,5 P R + P_{p1} X - 0,5 P_p X = 0,$$

где P и P_p — суммарные нагрузки линии, равные соответственно $P_0 l_c$ и $P_{p0} l_c$, МВт и МВАр; R , X — суммарные активные и реактивные сопротивления одной фазы линии, Ом.

Отсюда

$$P_{p1} = \frac{P - 2P_1}{2\beta} + \frac{P_p}{2}, \quad (13.9)$$

где $\beta = X/R$.

Уравнение (13.10) позволяет по потоку активной мощности с одного конца линии P_1 определить величину потока реактивной мощности с того же конца линии P_{p1} , обусловленную равенством напряжений по концам линии. Активные потери мощности в линии с равномерно распределенной нагрузкой могут быть в этом случае выражены уравнением, МВт:

$$\Delta P = \int_0^{l_c} \frac{(P_1 - P_0 l)^2 + (P_{p1} - P_{p0} l)^2}{V_1^2} R_0^{уд} dl, \quad (13.10)$$

где V_1^2 — напряжение, кВ.

Если напряжение в конце линии V_2 не равно напряжению в начале линии V_1 , то на поток реактивной мощности P_{p1} , соответствующий равенству напряжений по концам линии, накладывается еще поток уравнительной ре-

активной мощности $P_{\text{рур}}$. Величина $P_{\text{рур}}$ для рассматриваемого случая может быть определена по формуле

$$P_{\text{рур}} = \frac{V_2 - V_1}{X} V_1.$$

Внося в уравнение (13.10) поправку на неравенство напряжений по концам линии, получаем, МВт:

$$\Delta P = \int_0^{l_c} \frac{(P_1 - P_0 l)^2 + (P_{\text{рл}} - P_{\text{рур}} - P_0 l)^2}{V_1} R_0^{\text{уд}} dl.$$

После интегрирования и преобразований это уравнение будет иметь вид, МВт:

$$\Delta P = \frac{R}{V_1^2} \left(P_1^2 - P P_1 + \frac{P^2}{3} + (P_{\text{рл}} - P_{\text{рур}})^2 - (P_{\text{рл}} - P_{\text{рур}}) P_{\text{р}} + \frac{P_{\text{р}}^2}{3} \right).$$

Подставив в это выражение уравнение (13.10), получим окончательно, МВт:

$$\Delta P = \frac{R}{V_1^2} \left(\left(P_1^2 - P P_1 + \frac{P^2}{3} \right) \left(1 + \frac{1}{\beta^2} \right) - (P^2 - \beta^2 P_{\text{р}}^2) \frac{1}{12\beta^2} + P_{\text{рур}}^2 - P_{\text{рур}} \frac{P - 2P_1}{\beta} \right). \quad (13.11)$$

Кривая $\Delta P = f(P_1)$ имеет вид V-образной кривой.

Формула (13.11) позволяет определить потери активной мощности в линии в зависимости от величины потока мощности с одного конца линии P_1 и может быть использована для определения выражения для относительного прироста потерь мощности. Для этого следует продифференцировать уравнение (13.11) по нагрузке P_1 :

$$\sigma = \frac{d\Delta P}{dP_1} = \frac{R}{V_1^2} \left((2P_1 - P) \left(1 + \frac{1}{\beta^2} \right) + \frac{2P_{\text{рур}}}{\beta} \right). \quad (13.12)$$

Полученное выражение $\sigma = f(P_1)$ — характеристика относительных приростов потерь мощности для рассматриваемого примера (рис. 13.13). Эта характеристика имеет вид линии, пересекающей ось абсцисс в точке, соответствующей минимуму кривой потерь мощности $\Delta P = f(P_1)$. При

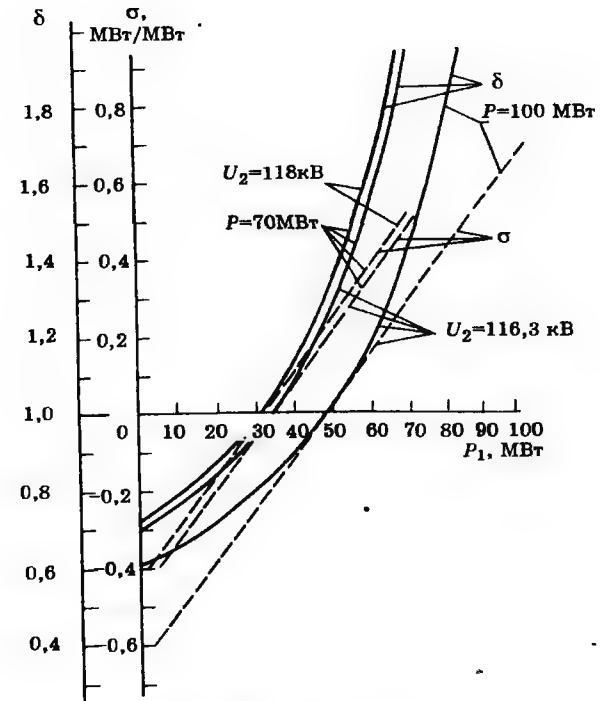


Рис. 13.13. Характеристика относительных приростов потерь активной мощности P_1 и поправочного коэффициента σ
 $U_1 = 115 \text{ кВ}$, $R = 52,7 \text{ Ом}$, $X = 63,4 \text{ Ом}$

увеличении активной нагрузки тяговых подстанций на транзитной линии прямая σ смещается параллельно самой себе вправо, а при увеличении напряжения на конце линии (V_2) — влево.

Подставив уравнение (13.12) в (13.8), получим выражение для поправочного коэффициента на изменение потерь в электрической сети:

$$\sigma = \frac{V_1^2}{V_1^2 - R \left((2P_1 - P) \left(1 + \frac{1}{\beta^2} \right) + \frac{2P_{\text{рур}}}{\beta} \right)}. \quad (13.13)$$

На этом же рисунке показано изменение поправочного коэффициента σ в зависимости от нагрузки P_1 при различной суммарной нагрузке P и напряжении в конце линии V_2 . Зависимость $\sigma = f(P_1)$ имеет криволинейный характер. Причем, увеличение величины P_1 по сравнению с мощностью, соответствующей минимуму потерь, ведет к значительному росту поправочного коэффициента σ .

13.5. ОПТИМИЗАЦИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ МОЩНОСТЕЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ

Оптимальное использование производственных мощностей энергообъединений сложной структуры, включающих электростанции различных типов с отличающимся составом оборудования и видами используемых энергоресурсов, производится при применении экономико-математических методов и ЭВМ. К ним, например, относятся: тепловые нагрузки ТЭЦ, расходы воды на ГЭС и требования неэнергетических водопользователей, ограничения по режиму использования АЭС, параметры и схемы электрических сетей, характеристики топливоснабжения и условия использования нетранспортабельных видов топлива, вторичных энергоресурсов и др.

В процессе оптимизации должен решаться ряд взаимосвязанных задач:

- выбор оптимального распределения электрических нагрузок энергообъединения;
- выбор оптимального состава работающего оборудования;
- оптимальное планирование ремонтов энергооборудования;
- выбор оптимального распределения тепловых нагрузок районов теплоснабжения и др.

В настоящее время при наличии Единой энергетической системы (ЕЭС) России решение этих задач возможно методом декомпозиции, применяющейся при расчетах больших систем. В этом случае расчет проводится поэтапно в соответствии с иерархической структурой диспетчерского управления ЕЭС России.

Существующие методы решения рассматриваемых задач могут быть разделены на две группы:

- методы, использующие принципы вариационного исчисления;
- методы математического программирования.

Первая группа методов исследует экстремум функционала. Им может быть суммарный расход топлива (в тоннах условного топлива) или затраты на производство электроэнергии, зависящие от ряда функций и учитывающие непрерывное изменение показателей во времени. Результат этого исследования — рассматриваемое ниже условие, выполнение которого обеспечивает достижение определенной цели.

Вторая группа методов основана на сравнении суммарных расходов топлива (в тоннах условного топлива) или денежных затрат при различных вариантах распределения электрических нагрузок или составах работающего оборудования.

В практике решения указанных задач с использованием ЭВМ нашли применение методы, относящиеся к первой и второй группам.

Рассмотрим условие наивыгоднейшего распределения активных электрических нагрузок между электростанциями, входящими в энергообъединение.

В качестве критерия оптимизации рассмотрим сначала минимум расхода топлива в энергообъединении.

Условия допустимости оптимального режима использования электростанций в энергообъединении:

1. Выполнение в каждый момент времени баланса мощностей энергообъединения, МВт:

$$P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n + P_{n+1} + \dots + P_m + P_{r1} + \dots + P_{rn} + P_{a1} + \dots + P_{an} = \sum P_n + \Delta P \quad (13.14)$$

или

$$P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n + P_{n+1} + \dots + P_m + P_{r1} + \dots + P_{rn} + P_{a1} + \dots + P_{an} - \sum P_n - \Delta P = 0, \quad (13.15)$$

где $P_1, P_2, \dots, P_n$ — генерируемые активные мощности тепловых электростанций, не имеющих ограничений по расходу топлива в данный момент времени, МВт; $P_{n+1}, \dots, P_m$ — то же для тепловых электростанций, имеющих ограничения по расходу топлива, МВт; $P_{r1}, \dots, P_{rn}$ — то же для гидроэлектростанций, МВт; $P_{a1}, \dots, P_{an}$ — то же для атомных станций, МВт; $\sum P_n$ — суммарная активная нагрузка потребителей этих электростанций (включая расход на собственные нужды станций и сетей), МВт; ΔP — потери активной мощности в электрической сети, МВт.

2. Обеспечение $(n+1)$ -й, ..., m -й тепловыми электростанциями заданных ограничений по суточным расходам условного топлива, т/сут:

$$\int_0^{24} B_{n+1} dt \geq B_{0(n+1)}, \int_0^{24} B_{n+2} dt \geq B_{0(n+2)}, \dots, \int_0^{24} B_m dt \leq B_{0m},$$

где $B_{n+1}, B_{n+2}, \dots, B_m$ — часовые расходы условного топлива $(n+1)$ -й, $(n+2)$ -й, ..., m -й тепловыми электростанциями, т/ч; $B_{0(n+1)}, B_{0(n+2)}, \dots, B_{0m}$ — величины ограничений по суточным расходам топлива этими же станциями.

3. Обеспечение использования гидроэлектростанциями заданных* суточных расходов воды на энергетические нужды, м³/сут:

$$\int_0^{24} Q_{r1} dt = Q_{or1}; \int_0^{24} Q_{r2} dt = Q_{or2}; \dots; \int_0^{24} Q_{rn} dt = Q_{orn},$$

где $Q_{r1}, Q_{r2}, \dots, Q_{rn}$ — часовые расходы воды 1, 2, ..., n -й гидроэлектростанциями на энергетические нужды, м³/ч; $Q_{or1}, Q_{or2}, \dots, Q_{orn}$ — заданные суточные расходы воды этими же станциями, м³/сут.

* Определяется оптимальными условиями использования стока с учетом неэнергетических потребителей.

4. Обеспечение атомными электростанциями суточной экономии органического топлива не меньше заданной, т/сут:

$$\int_0^{23} B_{a1} dt \geq B_{0a1}, \int_0^{23} B_{a2} dt \geq B_{0a2}, \dots, \int_0^{23} B_{an} dt \geq B_{0an},$$

где $B_{a1}, B_{a2}, \dots, B_{an}$ — суточная экономия органического топлива за счет использования электроэнергии 1, 2, ..., n -й атомной электростанцией, выраженная в т/ч; $B_{0a1}, B_{0a2}, \dots, B_{0an}$ — величины ограничений по суточной экономии органического топлива этими же станциями.

Минимум расхода условного топлива энергообъединением находится при выполнении условий допустимости как экстремум функционала

$$\int_0^{23} (B_1 + B_2 + \dots + B_n + \lambda_{n+1} B_{n+1} + \lambda_{n+2} B_{n+2} + \dots + \lambda_m B_m + \lambda_{r1} Q_{r1} + \dots + \lambda_{rn} Q_{rn} + \lambda_{a1} B_{a1} + \dots + \lambda_{an} B_{an} + \lambda_l W) dt,$$

где $B_1, B_2, \dots, B_n$ — часовые расходы условного топлива 1, 2, ..., n -й тепловыми электростанциями, т/ч; $\lambda_{n+1}, \lambda_{n+2}, \dots, \lambda_m, \lambda_{r1}, \dots, \lambda_{rn}, \lambda_{a1}, \dots, \lambda_{an}$ — некоторые постоянные множители Лагранжа; λ_l — множитель, являющийся функцией времени.

Экстремум функционала определяется системой дифференциальных уравнений Эйлера, получаемых дифференцированием подинтегрального выражения по переменным $P_1, P_2, \dots, P_n, P_{n+1}$ и т.д.:

$$\begin{aligned} \frac{\partial B_1}{\partial P_1} + \lambda_l \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_1}\right) &= 0, \dots, \frac{\partial B_n}{\partial P_n} + \lambda_l \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_n}\right) = 0; \\ \lambda_{n+1} \frac{\partial B_{n+1}}{\partial P_{n+1}} + \lambda_l \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{n+1}}\right) &= 0, \dots, \lambda_m \frac{\partial B_m}{\partial P_m} + \lambda_l \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_m}\right) = 0; \\ \lambda_{r1} \frac{\partial Q_{r1}}{\partial P_{r1}} + \lambda_l \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{r1}}\right) &= 0, \dots, \lambda_{rn} \frac{\partial Q_{rn}}{\partial P_{rn}} + \lambda_l \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{rn}}\right) = 0; \\ \lambda_{a1} \frac{\partial B_{a1}}{\partial P_{a1}} + \lambda_l \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{a1}}\right) &= 0, \dots, \lambda_{an} \frac{\partial B_{an}}{\partial P_{an}} + \lambda_l \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{an}}\right) = 0. \end{aligned} \quad (13.16)$$

Заменив производные через относительные приросты, перепишем уравнения (13.16) в виде:

$$\begin{aligned} r_{c1} + \lambda_l (1 - \sigma_1) &= 0, \dots, r_{cn} + \lambda_l (1 - \sigma_n) = 0; \\ \lambda_{n+1} r_{c(n+1)} + \lambda_l (1 - \sigma_{n+1}) &= 0, \dots, \lambda_m r_{cm} + \lambda_l (1 - \sigma_m) = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \lambda_{r1} r_{r1} + \lambda_l (1 - \sigma_{r1}) &= 0, \dots, \lambda_{rn} r_{rn} + \lambda_l (1 - \sigma_{rn}) = 0; \\ \lambda_{a1} r_{a1} + \lambda_l (1 - \sigma_{a1}) &= 0, \dots, \lambda_{an} r_{an} + \lambda_l (1 - \sigma_{an}) = 0. \end{aligned}$$

Отсюда:

$$\begin{aligned} \frac{r_{c1}}{1 - \sigma_1} &= -\lambda_l, \dots, \frac{r_{cn}}{1 - \sigma_n} = -\lambda_l; \\ \frac{\lambda_{n+1} r_{c(n+1)}}{1 - \sigma_{n+1}} &= -\lambda_l, \dots, \frac{\lambda_m r_{cm}}{1 - \sigma_m} = -\lambda_l; \\ \frac{\lambda_{r1} r_{r1}}{1 - \sigma_{r1}} &= -\lambda_l, \dots, \frac{\lambda_{rn} r_{rn}}{1 - \sigma_{rn}} = -\lambda_l; \\ \frac{\lambda_{a1} r_{a1}}{1 - \sigma_{a1}} &= -\lambda_l, \dots, \frac{\lambda_{an} r_{an}}{1 - \sigma_{an}} = -\lambda_l. \end{aligned} \quad (13.17)$$

Следовательно, для обеспечения распределения электрической нагрузки между отдельными электростанциями (конденсационными, ТЭЦ, гидро-станциями, атомными электростанциями) на минимум суммарного расхода топлива энергообъединением необходимо, чтобы в каждый момент времени выполнялось следующее условие:

$$\begin{aligned} \frac{r_{c1}}{1 - \sigma_1} &= \dots = \frac{r_{cn}}{1 - \sigma_n} = \frac{\lambda_{n+1} r_{c(n+1)}}{1 - \sigma_{n+1}} = \dots = \frac{\lambda_m r_{cm}}{1 - \sigma_m} = \\ &= \frac{\lambda_{r1} r_{r1}}{1 - \sigma_{r1}} = \dots = \frac{\lambda_{rn} r_{rn}}{1 - \sigma_{rn}} = \frac{\lambda_{a1} r_{a1}}{1 - \sigma_{a1}} = \dots = \frac{\lambda_{an} r_{an}}{1 - \sigma_{an}}, \end{aligned} \quad (13.18)$$

где $r_{c1}, r_{c2}, \dots, r_{cn}$ — относительные приросты расхода условного топлива на 1, 2, ..., n -й тепловой электростанции (нетто), т/МВт · ч; $r_{c(n+1)}, \dots, r_{cm}$ — относительные приросты расхода условного топлива на $n+1, \dots, m$ -й тепловых электростанциях, которые должны израсходовать определенное количество топлива (нетранспортабельные горючие отходы промышленного предприятия) или теплоты вторичных энергоресурсов, т/МВт · ч; $r_{r1}, \dots, r_{rn}$ — относительные приросты расхода воды на 1, 2, ..., n -й гидро-станции, (м³/с)/МВт; $r_{a1}, \dots, r_{an}$ — относительные приросты расхода ядерного топлива на 1, 2, ..., n -й атомной электростанции, выраженные в тоннах условного топлива, т/МВт · ч; $\lambda_{n+1}, \dots, \lambda_m$ — безразмерные коэффициенты, используемые для обеспечения режимов на $(n+1), \dots, m$ -й тепловых электростанциях, при которых ими расходуется заданное количество топлива или теплоты вторичных энергоресурсов; $\lambda_{r1}, \dots, \lambda_{rn}$ — коэффициенты,

характеризующие изменение расхода условного топлива в энергосистеме под влиянием изменения расхода воды на 1, 2, ..., n -й ГЭС, $(\text{т/ч})/(\text{м}^3/\text{с})$; λ_{a1} , ..., λ_{an} — безразмерные коэффициенты, необходимые для обеспечения определенного (наибольшего) использования 1, 2, ..., n -й атомной электростанции (с учетом ограничения по минимальной мощности реактора, вызываемого эффектом «отравления»);

$$\left. \begin{array}{l} \sigma_1, \dots, \sigma_n; \\ \sigma_{n+1}, \dots, \sigma_m; \\ \sigma_{r1}, \dots, \sigma_{rn}; \\ \sigma_{a1}, \dots, \sigma_{an}. \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{относительные приросты потерь мощности в электри-} \\ \text{ческих сетях.} \end{array}$$

Изменение режима работы отдельных электростанций сказывается главным образом на топливной составляющей себестоимости электроэнергии в энергосистеме. Поэтому достижение минимума затрат на топливо означает практически и минимум затрат на производство электроэнергии. При одинаковых удельных затратах на одну тонну условного топлива на всех тепловых электростанциях режим электростанций энергосистемы, соответствующий минимальному расходу топлива в энергосистеме, совпадает с режимом, соответствующим минимальным затратам на это топливо.

При различных удельных затратах на топливо, используемых отдельными электростанциями данной энергосистемы, для достижения минимума себестоимости электроэнергии необходимо, чтобы в каждый момент времени существовало равенство:

$$\begin{aligned} \frac{r_{ст1} U_{т1}}{1 - \sigma_1} = \dots = \frac{r_{стn} U_{тn}}{1 - \sigma_n} = \frac{\lambda_{n+1} r_{ст(n+1)} U_{т(n+1)}}{1 - \sigma_{n+1}} = \dots \\ \dots = \frac{\lambda_m r_{стm} U_{тm}}{1 - \sigma_m} = \frac{\lambda_{r1} r_{r1} U_{тср}}{1 - \sigma_{r1}} = \dots = \frac{\lambda_{rn} r_{rn} U_{тср}}{1 - \sigma_{rn}} = \\ = \frac{\lambda_{a1} r_{a1} U_{a1}}{1 - \sigma_{a1}} = \dots = \frac{\lambda_{an} r_{an} U_{an}}{1 - \sigma_{an}}, \end{aligned} \quad (13.19)$$

где $U_{т1}$, ..., $U_{тn}$, $U_{т(n+1)}$, ..., $U_{тm}$ — удельные затраты (цены) на топливо на 1, 2, ..., n , $(n+1)$, ..., m -й тепловой электростанции, руб/т; $U_{тср}$ — средние удельные затраты на условное топливо на тепловых электростанциях, нагрузка которых меняется с изменением нагрузки гидроэлектростанций, руб/т; U_{a1} , ..., U_{an} — удельные затраты на ядерное горючее, выраженное в тоннах условного топлива, руб/т.

Если принять удельные затраты на топливо на одной из электростанций за базисные, то разделив равенство (13.19) на $U_{ти}$, получим:

$$\begin{aligned} \frac{r_{ст1}}{1 - \sigma_1} \frac{U_{т1}}{U_{ти}} = \dots = \frac{r_{стn}}{1 - \sigma_n} \frac{U_{тn}}{U_{ти}} = \frac{\lambda_{n+1} r_{ст(n+1)}}{1 - \sigma_{n+1}} \frac{U_{т(n+1)}}{U_{ти}} = \dots \\ \dots = \frac{\lambda_m r_{стm}}{1 - \sigma_m} \frac{U_{тm}}{U_{ти}} = \frac{\lambda_{r1} r_{r1}}{1 - \sigma_{r1}} \frac{U_{тср}}{U_{ти}} = \dots = \frac{\lambda_{rn} r_{rn}}{1 - \sigma_{rn}} \frac{U_{тср}}{U_{ти}} = \\ = \frac{\lambda_{a1} r_{a1}}{1 - \sigma_{a1}} \frac{U_{a1}}{U_{ти}} = \dots = \frac{\lambda_{an} r_{an}}{1 - \sigma_{an}} \frac{U_{an}}{U_{ти}}. \end{aligned} \quad (13.20)$$

Таким образом, для перехода от критерия минимума расхода топлива к критерию минимума себестоимости электроэнергии в энергосистеме или объединении систем необходимо значения относительных приростов расхода топлива умножить на отношение удельных затрат на топливо на данной станции к аналогичному показателю на базовой электростанции.

Причем если $(U_t / U_{ти}) > 1$, то на данной электростанции для обеспечения минимума себестоимости электроэнергии необходимо снизить нагрузку сравнительно с ее режимом на минимум расхода топлива. Если $(U_t / U_{ти}) < 1$, то на данной станции необходимо повысить нагрузку по сравнению с режимом, обеспечивающим минимум расхода топлива. Коэффициенты λ_r , λ_m , λ_a — устанавливаются итеративным или иным методом, исходя из условия полного использования заданного суточного расхода воды на ГЭС*, определенного количества топлива на ТЭС, имеющей ограничения по расходу топлива, обеспечения определенного (наибольшего) использования атомной электростанции.

Перераспределение электрической нагрузки между электростанциями ведет к изменению потерь электроэнергии в электрических сетях, связывающих эти станции между собой и, следовательно, к изменению расхода топлива (затрат на топливо) в энергосистеме. Учет изменения потерь в электрических сетях приводит к необходимости умножения относительных приростов электростанций на поправочный коэффициент $1 / (1 - \sigma)$.

Суммируя нагрузки отдельных станций при одинаковых значениях относительных приростов, найдем электрические нагрузки энергосистемы, соответствующие этим относительным приростам. Так устанавливается связь между нагрузкой энергосистемы и нагрузкой каждой станции.

Сложность оптимизации использования производственных мощностей электростанций и необходимость учета меняющихся условий и ограничений приводит к необходимости применения ЭВМ.

* Коэффициент λ_r служит также для обеспечения соответствия в размерности между показателем относительного прироста расхода воды и показателем относительного прироста топлива на тепловых электростанциях.

Определение оптимальных режимов использования производственных мощностей необходимо не только в эксплуатационных условиях, но и при проектировании развития энергетики.

Вопросы для повторения

1. Раскройте содержание энергетической характеристики и характеристики относительных приростов расхода топлива тепловой электростанции.
2. Укажите исходные материалы для разработки характеристик тепловых электростанций.
3. Сформулируйте условие использования котельных агрегатов при котором достигается минимум расхода топлива и минимум затрат на топливо.
4. Изложите способы построения характеристики машинного зала тепловой электростанции и ее назначение.
6. Изложите способы построения энергетической характеристики и характеристик относительных приростов гидроэлектростанции.
7. Охарактеризуйте понятие энергетической характеристики и характеристики относительных приростов для атомной электростанции.
8. Изложите принцип изменения потерь мощности в электрической сети.
9. Изложите основные положения по рациональному использованию производственных мощностей электростанций в энергообъединении.

Глава 14

ОСНОВЫ ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

14.1. ИЗНОС И ВОССТАНОВЛЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ

Машины подвергаются физическому и моральному износу, вследствие чего они перестают выполнять предъявляемые к ним требования, перестают выполнять заданные функции.

Физический износ оборудования происходит как при его работе (1-го рода), так и в то время, когда оборудование не работает (2-го рода). Старение резины, изоляции, окисление и т.п. может происходить как при работе машины под воздействием ряда факторов, так и при хранении, скажем на складе под воздействием изменения окружающей среды.

Главная причина, порождающая физический износ многих машин, — механический износ их деталей. При этом в первый период износа происходит ухудшение эксплуатационных характеристик оборудования, а в дальнейшем износ может привести к экономической нецелесообразности эксплуатации машины или к ее аварийному состоянию (износ вкладышей, подшипников, износ лопаточного аппарата, износ изоляции и т.д.).

Моральный (экономический) износ характеризуется уменьшением потребительской стоимости действующего оборудования под влиянием технического прогресса: появления новых более совершенных машин ведет к снижению стоимости ранее изготовленных.

Различают два вида морального износа:

утрату действующей техникой стоимости по мере того как воспроизводство машин такой же конструкции становится дешевле (например, снижение металлоемкости);

снижение стоимости машин вследствие появления более совершенных типов машин (например, новые машины с большим КПД).

Средством устранения физического износа является ремонт или замена детали или узла, а средством устранения морального износа — реконструкция, модернизация, замена оборудования на более совершенное. Модернизация позволяет увеличить сроки службы действующего оборудования, при этом затраты на устранение морального износа в этом случае несравненно ниже затрат на замену его, нередко при достижении тех же результатов.

Модернизации могут быть подвергнуты, например, как отдельные устройства, так и агрегаты и станции в целом. Комплексная модернизация оборудования позволяет получить практически новую станцию при затра-

тах в несколько раз меньших, чем это потребовалось при полной замене оборудования, поскольку при модернизации большая часть узлов и деталей, как правило, более дорогих (базовых), остаются прежними.

В энергетике поддержание оборудования в работоспособном состоянии, восстановление его наиболее важных характеристик, улучшение эксплуатационных качеств и повышение экономической эффективности его использования достигается за счет применения системы планово-предупредительного ремонта (ППР). ППР оборудования электростанций, подстанций, электрических и тепловых сетей представляет собой комплекс работ, включающих тщательный осмотр, проверки и испытания оборудования, ремонт и замену отдельных узлов и деталей, в результате которого значения технических и экономических показателей оборудования становятся близкими к проектным, что обеспечивает длительную надежную и экономичную работу оборудования.

Основной принцип ППР — ремонт оборудования до начала его интенсивного износа и соответственно предупреждение аварий, а не ликвидация ее последствий (это не исключает необходимости в аварийном ремонте, если авария все же имела место).

Ремонт по системе ППР включает текущий ремонт и капитальный. Потребность в текущем ремонте выявляется при контрольно-осмотровых операциях и в процессе эксплуатации машины. Цель текущего ремонта — обеспечить надежную работу оборудования до очередного ремонта (текущего или капитального).

При текущем ремонте производят несложные ремонтные операции с разборкой или без разборки узлов, различного рода регулировки, замену отдельных частей.

Расширенный текущий ремонт (средний ремонт) отличается от текущего ремонта несколько большим объемом работ. При этом виде ремонта производится:

ремонт и замена деталей и узлов, которые не смогут нормально работать до очередного капитального ремонта;

проверка устройств и при необходимости наладка систем управления, регулирования и автоматики.

Цель капитального ремонта — восстановление первоначальных качеств непригодной к дальнейшей эксплуатации с заданными параметрами машины. Капитальный ремонт должен гарантировать срок службы машины в течение установленного межремонтного периода при условии ее надлежащего технического обслуживания, проведения текущих ремонтов и эксплуатации в соответствии с утвержденными инструкциями и эксплуатационными характеристиками. Оборудование может быть выведено в капитальный ремонт, если большая часть основных узлов нуждается в восстановлении, а техническое состояние машины ухудшается в связи со снижением надежности большинства ее узлов.

Капитальный ремонт включает:

полную разборку машины, чистку и промыв деталей, контроль и замену неисправных деталей или восстановление их конструктивных посадок и сопряжений;

тщательную выверку, центровку и балансировку узлов;

выверку базовых деталей;

сборку машины с необходимой наладкой узлов и всей машины в целом.

Капитальный ремонт оборудования при необходимости сочетается с его модернизацией, в результате которой технические и эксплуатационные качества оборудования доводятся до уровня лучших образцов.

Периодичность проведения капитальных и текущих ремонтов оборудования электростанций и сетей устанавливается для каждого вида оборудования, исходя из требований надежности и экономичности его работы.

Периодичность между двумя капитальными ремонтами агрегата называют межремонтным периодом, а период между началом одного ремонта агрегата и началом следующего за ним капитального ремонта — ремонтным циклом этого агрегата (рис. 14.1).

Ремонтные циклы оборудования различных типов, как правило, нормируются. Характеристика нормативов, применяемых в системе ППР оборудования электростанций, приводится ниже на примере котельной установки энергоблока 300 МВт. Эти нормативы регламентируют периодичность и продолжительность разного вида ремонтов и технического обслуживания (структуру ремонтного цикла), численность ремонтного персонала, трудоемкость и стоимость работ. Длительность ремонтного цикла в этом примере составляет девять лет. Структура ремонтного цикла котла энергоблока 300 МВт приведена ниже:

Годы ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вид ремонта	T_p	C_p	Kp_1	T_p	C_p	Kp_2	T_p	C_p	Kp_3

В течение этого времени проводятся:

капитальные ремонты трех категорий (Kp_1 , Kp_2 , Kp_3), отличающиеся по объему и сложности работ, связанных с заменой поверхностей нагрева (трубных элементов), соответственно до 70 т, от 77 до 150 т и до 230 т труб, и продолжительности простоя — 55, 60 и 70 календарных дней;

средние ремонты (C_p) — один раз в три года продолжительностью 28 календарных дней;

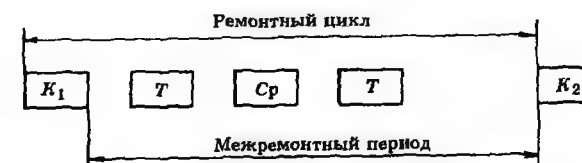


Рис. 14.1. Ремонтный цикл и межремонтный период

текущие ремонты (T_p) продолжительностью 20 календарных дней — в годы, когда не проводятся средние и капитальные ремонты.

Кроме того, нормативами предусматривается техническое обслуживание остановленной установки (ТОО) общей продолжительностью 12 календарных дней в год в период планируемых кратковременных остановов (как правило, в выходные дни) с целью устранения отдельных неисправностей, а также техническое обслуживание на действующем оборудовании (ТОД) в целях поддержания его работоспособности.

Ремонт оборудования составляет неотъемлемую часть эксплуатации и играет важную роль в обеспечении бесперебойного энергоснабжения потребителей. Основные усилия ремонтного персонала направлены на предупреждение аварий, поддержание оборудования в работоспособном состоянии и сохранение им эксплуатационных качеств.

Средняя продолжительность межремонтного периода (МРП) различного энергетического оборудования приблизительно составляет:

агрегаты тепловых станций, год	2—3
гидроагрегаты, год	4—5
котлоагрегаты, год	1—2
трансформаторы силовые, год	до 15
вспомогательное оборудование, год	1

Максимальная длительность МРП соответственно 4—5, 8—9, 3—4 года, при этом предполагается, что продолжительность текущего и капитального ремонта остается прежней.

Величина длительности МРП для энергосистемы не безразлична. При увеличении длительности МРП и сохранении продолжительности простоя в ремонте в заданных пределах возрастает степень готовности агрегата к работе, уменьшается потребная численность персонала, необходимая для ремонта, повышается эксплуатационный резерв энергосистемы.

Степень готовности электростанции к работе характеризуется так называемым коэффициентом готовности агрегата:

$$K_r = \frac{T_{\text{раб}}}{T_k} = \frac{T_k - T_{\text{рем}}}{T_k} = \frac{T_{\text{раб ген р}} + T_{\text{раб с к}}}{T_k},$$

$$T_{\text{рем}} = \frac{t_{\text{кр}} + n_{\text{ртр}} t_{\text{ртр}} + n_{\text{тр}} t_{\text{тр}}}{t_{\text{пу}}},$$

где $T_{\text{раб}}$ — время работ, ч; T_k — календарное время, ч — 8760; $T_{\text{рем}}$ — продолжительность ремонта, ч/год; $t_{\text{кр}}$ — продолжительность капитального ремонта, ч; $t_{\text{ртр}}$ — продолжительность расширенного текущего ремонта, ч;

$n_{\text{ртр}}$ — число расширенных текущих ремонтов за время ремонтного цикла; $t_{\text{тр}}$ — продолжительность текущего ремонта; $n_{\text{тр}}$ — число текущих ремонтов за время ремонтного цикла; $t_{\text{пу}}$ — продолжительность ремонтного цикла, лет.

Например, для гидроагрегата мощностью 200 МВт $t_{\text{пу1}} = 3$ года; $t_{\text{пу2}} = 4$ года; $t_{\text{кр}} = 40$ дн; $t_{\text{ртр}} = 0,4 t_{\text{кр}}$; $t_{\text{тр}} = 10$ дн; $n_{\text{ртр}} = 1$; $n_{\text{тр}} = 2$ в первом случае и 3 — во втором.

В первом случае:

$$T_{\text{рем 1}} = \frac{40 + 0,4 \cdot 40 + 2 \cdot 10}{3} = 25,3 \text{ дней};$$

$$K_{r1} = \frac{365 - 25,3}{365} \cdot 100 = 92,5 \, \%.$$

Во втором:

$$T_{\text{рем 2}} = \frac{40 + 0,4 \cdot 40 + 3 \cdot 10}{4} = 21,5 \text{ дней};$$

$$K_{r2} = \frac{365 - 21,5}{365} \cdot 100 = 94 \, \%.$$

При увеличении длительности межремонтного периода с 3 до 4 лет коэффициент готовности возрастает приблизительно на 1,5 %.

Коэффициенты готовности тепловых станций не превышают, как правило, 80 %; коэффициент готовности ГЭС находится на уровне 92—96 %. Ряд ГЭС работают с коэффициентом готовности 97—99 %, т.е. среднее время простоя в ремонте в году составляет для них 1—3 %.

14.2. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ ПЛАНОВО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОГО РЕМОНТА

Основные принципы организации планово-предупредительного ремонта энергетического оборудования следующие:

1. *Предварительная планово-организационная и материально-техническая подготовка к ремонту.* За два, три месяца до начала ремонта разрабатывается проект организации ремонтных работ. Он включает:

- объем и сроки выполнения работ;
- необходимые трудовые затраты;
- состав ремонтных бригад и схемы расстановки персонала на рабочих местах;
- мероприятия по механизации ремонтных работ;
- указания о необходимом ремонтном оборудовании, запасных частях и ремонтных материалах;
- инструкции по технологическим операциям в их последовательности;
- пооперационные нормы времени и нормы расхода ремонтных материалов.

На основе проекта организации ремонтных работ разрабатываются сетевые и линейные графики ремонта и технологические карты ремонтных работ по объектам ремонта.

Предварительно подготавливается ремонтная площадка, которая оснащается ремонтным оборудованием, приспособлениями и инструментом. На место работы доставляются материалы и запасные части. Проверяются подъемные механизмы и такелажные приспособления. Организуются ремонтные бригады и рабочие места. Проводится предварительный инструктаж ремонтного персонала.

2. *Внедрение прогрессивной организации и технологии ремонтных работ.* Ремонт каждого агрегата на станции должен производиться как единый технологический процесс с максимальной поточностью операций. В технологии ремонтных работ должны применяться передовые методы. Максимально механизмируются трудоемкие ремонтные работы, подъем грузов к рабочим местам, горизонтальный транспорт грузов. Монтируются кислородные, ацетиленовые и электросварочные посты у рабочих мест сварщиков и т.д.

3. *Замена в процессе ремонта целых узлов оборудования заранее собранными комплектами.* Поузловой ремонт ускоряет процесс, так как в этом случае нет необходимости разбирать узел и ремонтировать отдельные дефектные детали.

4. *Раздельный ремонт основного и вспомогательного оборудования (при наличии резервных агрегатов собственных нужд).* При раздельном ремонте основного и вспомогательного оборудования один из комплектов последнего ремонтируется до останова основного агрегата. Это позволяет значительно сократить простой основных агрегатов в ремонте и снизить потребность в ремонтном персонале.

Прием основного оборудования из капитального ремонта электростанций производится комиссией под руководством главного инженера станции. После предварительного приема оборудования из ремонта оно проверяется в работе под нагрузкой в течение 24 ч. При отсутствии дефектов в работе в течение этого срока дается предварительная оценка качества ремонта, и оборудование принимается в эксплуатацию. Если при опробовании под нагрузкой обнаруживаются дефекты, то капитальный ремонт считается неоконченным до их устранения и вторичной проверки агрегатов под нагрузкой в течение 24 ч. Окончательная оценка качества ремонта дается после месяца его работы под нагрузкой, в течение которого производятся необходимые эксплуатационные испытания и измерения.

Основные эксплуатационные показатели, характеризующие качество ремонта:

для котлов — паропроизводительность, давление и температура перегретого пара, температура уходящих газов, потери тепла с уходящими га-

зами, КПД агрегата брутто, расход электроэнергии на тягу и дутье и на помол топлива;

для турбоагрегатов — расход свежего пара, давление и температура свежего пара, вакуум в конденсаторе, температура конденсата, температура питательной воды за подогревателями высокого давления, измерение вибрации опорных узлов.

Если по истечении одного месяца работы агрегата после капитального ремонта предварительная оценка качества ремонта не изменится, она утверждается в качестве окончательной.

14.3. РАЗРАБОТКА РЕМОТНОГО ПЛАНА

Составление ремонтного плана энергообъединения включает:

разработку календарного графика вывода оборудования в ремонт;

определение планового объема работ по отдельным агрегатам, цехам и электростанциям в целом;

выявление потребности в запасных частях, материалах для ремонта и их стоимости;

определение необходимого количества и состава рабочих по специальностям и квалификации, их распределение по ремонтным подразделениям и кооперацию труда персонала различных ремонтных подразделений;

расчеты по определению сметной стоимости ремонта.

Разработка календарного графика вывода оборудования в ремонт предполагает тщательный анализ балансов мощности в энергообъединении, выявление свободных ресурсов мощности, которые могут быть использованы для обеспечения необходимого уровня эксплуатационного резерва мощности и проведения всех видов ремонта оборудования. От графика вывода основного оборудования в ремонт зависит состав работающего оборудования в энергообъединении, его изменение во времени и, следовательно, расход топлива в энергообъединении на выполнение заданных графиков электрической и тепловой нагрузки.

Продолжительность капитальных ремонтов основного оборудования тепловых электростанций весьма значительна, и проводятся они, как правило, весной и летом — в период сезонного спада электрической нагрузки потребителей. Кратковременные текущие ремонты оборудования проводятся в дни с пониженной нагрузкой (выходные, праздничные). Однако по мере роста мощности электростанций и укрупнения единичной мощности агрегатов длительность простоя в текущем ремонте возрастает. В связи с этим для обеспечения круглогодичного проведения текущего ремонта в энергообъединениях необходим определенный ремонтный резерв мощности.

Разность ординат графика располагаемой мощности энергообъединения и годового графика месячных максимумов электрической нагрузки опреде-

ляет общую резервную мощность, которой располагает энергообъединение (рис. 14.2) [13].

Если из общей резервной мощности вычесть расчетную величину необходимого эксплуатационного резерва, получится резерв мощности для проведения ремонта. Таким образом, может быть получен годовой график ремонтного резерва, при построении которого величина резерва для каждого месяца принимается постоянной, равной ее минимальному значению в данном месяце.

Суммируя по месяцам года произведения мощности ремонтного резерва $N_{\text{рем}}^{\text{рез}}$ на длительность ее простоя в сутках $t_{\text{рем}}^{\text{рез}}$, можно подсчитать количество мегаватт-суток, которые теоретически могут быть использованы для проведения ремонта (на остановленном оборудовании), т.е. располагаемую ремонтную площадь:

$$F_{\text{рем}}^{\text{р}} = \sum (N_{\text{рем}}^{\text{рез}} t_{\text{рем}}^{\text{рез}}).$$

С другой стороны, пользуясь плановыми нормами периодичности ремонтов и длительности их проведения по основному оборудованию, можно определить необходимое для ремонта количество мегаватт-суток, т.е. потребную ремонтную площадь $F_{\text{рем}}^{\text{п}}$.

Ремонт каждого агрегата представляется на графике в виде прямоугольной площадки, основание которой равно плановой длительности простоя в ремонте $t_{\text{рем}}^{\text{п}}$, а высота — номинальной мощности агрегата $N_{\text{н}}$. Тогда для n агрегатов:

$$F_{\text{рем}}^{\text{п}} = \sum_1^n (N_{\text{н}i} t_{\text{рем}i}^{\text{п}}).$$

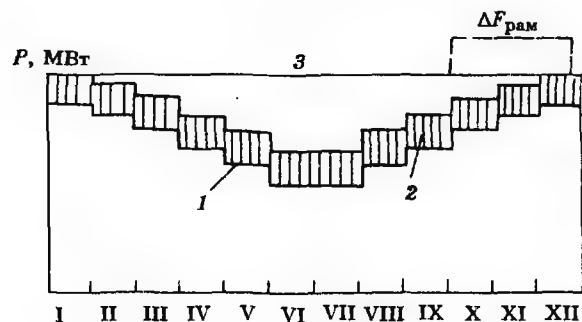


Рис. 14.2. Схема баланса ремонтной площади при наличии сезонного спада в годовом графике нагрузки

1 — годовой график месячных максимумов; 2 — эксплуатационная резервная мощность; 3 — располагаемая мощность

Потребная ремонтная площадь зависит от структуры генерирующих мощностей энергообъединения: чем больше удельный вес тепловых электростанций, чем больше блочных электростанций, тем большая требуется ремонтная площадь. В тех случаях, когда располагаемая ремонтная площадь больше потребной для проведения ремонта оборудования, необходимости в специальном ремонтном резерве мощности в энергообъединении не возникает.

Уменьшение потребной ремонтной площади может быть достигнуто за счет мероприятий по сокращению длительности простоя оборудования в данном ремонте и удлинению межремонтных периодов. В отдельных случаях располагаемая ремонтная площадь в данном году может быть увеличена на $\Delta F_{\text{рем}}$ за счет ускорения ввода новой мощности против сроков по условиям покрытия графика нагрузки (см. рис. 14.2).

При заданном (неизменном) годовом графике месячных максимумов электрической нагрузки энергообъединения и изменении длительности простоя агрегатов в ремонте меняется соотношение между располагаемой и потребной ремонтными площадями и соответственно изменяется величина эксплуатационного резерва мощности в энергообъединении. При этом изменение величины эксплуатационного резерва может иметь место как в течение всего года, так и только в отдельные внутригодовые периоды времени. Соответственно этому будут различными и экономические последствия изменения длительности простоя в ремонте. В первом случае заданный график электрической нагрузки энергообъединения может быть покрыт меньшей установленной мощностью при одинаковой величине эксплуатационного резерва мощности в энергообъединении.

Следовательно, в этом случае имеет место полный мощностный эффект, экономический результат которого выражается, во-первых, в экономии капитальных вложений и, во-вторых, в экономии эксплуатационных расходов на содержание резервной мощности (включая ее ремонт).

Однако не всегда сокращение ремонтного простоя приводит к полному мощностному эффекту. Повышение эксплуатационного резерва мощности может достигаться только в отдельные периоды в пределах года, что не позволяет уменьшить установленную мощность. Мощностный эффект получается частичным. Он позволяет сократить возможный ущерб от аварийного недоотпуска электроэнергии потребителям, а также улучшить распределение нагрузки и выработки энергии между совместно работающими агрегатами в энергообъединении, обеспечивая таким образом определенную экономию топлива, так называемый топливный эффект.

При формировании календарного графика ремонта основного оборудования в энергообъединении приходится учитывать ограничения не только по величине суммарной мощности одновременно выводимого в ремонт оборудования, но и по располагаемым ресурсам рабочей силы и ее распределению по ремонтным подразделениям. Наряду с этим должны учитываться

требования, способствующие соблюдению устойчивых надежных и экономических режимов работы. Исходя из этих соображений стремятся выводить в ремонт приблизительно равные мощности котлов и турбинных агрегатов:

соблюдают по возможности одинаковую периодичность капитальных ремонтов для отдельных агрегатов;

осуществляют ремонт теплоэлектроцентралей с преобладающей отопительно-вентиляционной нагрузкой в летний период времени, а ремонт торфяных электростанций — весной;

в энергообъединениях с мощными гидростанциями стремятся максимально использовать многоводный период для ремонта оборудования тепловых электростанций и АЭС;

крупные наиболее экономичные КЭС выводят в ремонт в период наибольшего снижения электрической нагрузки энергосистемы с целью своевременной подготовки к прохождению осенне-зимнего максимума нагрузки и экономии топлива (в этом случае меньше перерасход топлива в энергосистеме при компенсации недовыработки выведенных в ремонт крупных агрегатов выработкой менее экономичных).

На основе установленных сроков вывода в ремонт основного оборудования на электрических станциях планируются сроки и объемы ремонта всего оборудования (по агрегатам, цехам, предприятию в целом), используя при этом:

записи в цеховых журналах;

ведомости объемов работ и акты о приемке оборудования из ремонтов в предыдущие годы;

аварийные акты;

план рационализаторских и противоаварийных мероприятий и др.

Электростанцией составляется титульный список объектов капитального ремонта в соответствии со средствами, выделенными на капитальный ремонт основных фондов электростанции.

Составление оптимального годового ремонтного плана энергообъединения — сложная и трудоемкая задача, так как при том или ином размещении во времени ремонта оборудования должны учитываться многочисленные и противоречивые требования, влияние графика ремонта на годовой баланс рабочей силы ремонтных предприятий, расход топлива и баланс мощности в энергообъединении.

Эта задача может быть успешно решена на основе принятых в стране методических положений с учетом особенностей энергоремонтного производства и современных средств вычислительной техники. Под оптимальным следует понимать такой ремонтный план, который при принятой в энергообъединении организации ремонтного обслуживания электростанций (заданном составе и размещении ремонтных подразделений, т.е. неизменных капиталовложений в ремонтную базу) обеспечивает выполнение заданного графика нагрузки потребителей с надежностью не ниже нормативной и про-

ведение планового объема ремонтных работ с минимальными затратами в энергообъединении (включая топливный и мощный эффекты).

14.4. СПОСОБЫ РЕМОНТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

Используют три способа ремонтного обслуживания: хозяйственный, подрядный и смешанный.

Хозяйственный способ. При этой форме ремонта все ремонтное обслуживание осуществляется силами и средствами самих станций.

В случае хозяйственного способа может быть использована цеховая форма (децентрализованная форма) ремонтного обслуживания, централизованная внутри станции (применительно к тепловым станциям) или в пределах каскада (применительно к ГЭС) и также смешанная, когда часть ремонтов выполняется соответствующими цехами станции, а часть — общестанционным персоналом тепловой станции или общекаскадным персоналом при объединении ГЭС в каскады.

При *цеховой* форме ремонтного обслуживания капитальные и текущие ремонты оборудования рассредоточены по основным цехам станции и производятся ремонтным персоналом соответствующего цеха на закрепленном за ним оборудовании.

В обязанности ремонтного персонала цехов входит также межремонтное обслуживание оборудования.

Изготовление необходимых для ремонта запасных частей и приспособлений сосредотачивается в этом случае в мастерских станций.

Цеховая форма имеет как преимущества, так и недостатки.

С одной стороны, очень удобно, когда в распоряжении каждого начальника цеха станции имеется ремонтный персонал, который может быть использован как при проведении плановых, так и при проведении внеплановых, аварийных ремонтов. Высокая ответственность и квалификация ремонтного персонала и повторяемость работ не требует особого контроля при ремонте со стороны руководящего инженерно-технического персонала. Высокая производительность труда и относительно низкие затраты на содержание цехового ремонтного персонала приводят к тому, что ремонты обходятся относительно недорого (по сравнению с подрядным способом).

С другой — цеховая форма не всегда экономически целесообразна. Эта форма экономически оправдана только для крупных станций, имеющих сравнительно большой объем ремонтных работ, в противном случае ремонтный персонал не может быть полностью в течение года загружен.

И действительно, например, на гидроэлектростанции установлено четыре агрегата. При периодичности капитальных ремонтов один раз в четыре года проводится всего один ремонт в году. При продолжительности ремонта в течение даже двух календарных месяцев ремонтный персонал цехов будет занят два месяца в году, а с учетом текущих ремонтов — 4—5 меся-

цев. Даже с учетом отпуска — 6—7 месяцев в году он будет не загружен, а численность персонала цехов значительно увеличивается. Происходит это в виду того, что в период ремонта агрегатов станции требуется повышенная численность, иначе оборудование не удастся отремонтировать в установленный срок.

При *централизации* ремонта внутри предприятия (например, тепловой станции) ремонтный персонал объединяется в подразделения централизованного ремонта и выполняет в основном все работы по ремонту теплосилового и сантехнического оборудования. Капитальные ремонты электро-технического и турбинного оборудования, устройств автоматики выполняют соответственно цеха — электроцех, турбинный цех и т.д. или службы ремонтов, которые ведут, как правило, только капитальные ремонты оборудования станции.

Централизация ремонтов дает возможность лучше использовать ремонтный персонал, а также ремонтное оборудование и приспособления.

То же можно отметить при организации централизованного ремонта на каскадах ГЭС, где организуются внутрикаскадные цеха по ремонту соответствующего оборудования, которые ведут ремонт оборудования всех, входящих в них ГЭС.

Подрядный способ. При подрядном способе основная часть работ выполняется централизованно, но уже не своими силами, а силами специализированной организации — предприятия энергосистемы, Энергоремонта, других специализированных организаций.

Центральные ремонтные предприятия энергосистемы — самостоятельные хозяйственные организации, и также как и специализированные предприятия Энергоремонта выполняют ремонты оборудования по договорам со станциями. В большинстве случаев эти предприятия выполняют также заказы по изготовлению запасных частей, приспособлений для ремонта и инструмента по некоторым видам нестандартного оборудования; разрабатывают технологическую документацию по ремонту, реконструкции и модернизации оборудования и по механизации ремонтных работ.

Для ремонта транспортабельного оборудования в заводских условиях и изготовления запасных частей в них организуются специальные цеха: механический, ремонтный, тепломеханического оборудования, ремонта контрольно-измерительной аппаратуры и автоматики, электроремонтный.

Ремонт может осуществляться с различной степенью охвата оборудования станции. Наиболее развитая форма централизации — *комплексный* ремонт, при котором ремонтные предприятия выполняют все работы по капитальному ремонту основного и вспомогательного оборудования электростанции.

В некоторых случаях ремонтная организация ограничивается только техническим руководством ремонтными работами, проводимыми стационарным персоналом.

Для выполнения ремонтных работ на предприятиях организуются выездные бригады (линейный персонал), последовательно выполняющие все необходимые ремонтные работы на отдельных станциях или организуют участки централизованного ремонта на обслуживаемых станциях с постоянным персоналом и местом проживания.

Преимущества централизованного ремонта:

при централизованном ремонте появляется возможность применять на некоторых ремонтных работах более квалифицированный труд — содержать специалистов высокой квалификации по отдельным видам работ (наладке, центровке узлов, устранению вибрации и т.д.), для проведения которых в случае децентрализованного ремонта приглашают специалистов из других специализированных организаций;

лучше используется ремонтный персонал в течение года и снижается его численность в целом по энергосистеме;

появляется возможность применять на станциях более совершенное оборудование для ремонтных работ и улучшить их организацию и технологию;

появляется возможность повысить качество запасных частей и снизить их себестоимость.

Недостатки централизованного ремонта:

осложняется планирование работы ремонтного персонала;

завышается стоимость ремонтных работ по сравнению с ремонтом, выполненным хозяйственным способом;

в некоторых случаях возможно снижение ответственности ремонтного персонала за качество ремонтных работ;

гарантии — всего один месяц.

Смешанный метод. В этом случае часть работ проводится силами и средствами предприятия, а часть — подрядной организацией, при использовании той или иной формы централизации.

Вопрос о выборе рациональной формы ремонтного обслуживания в каждом конкретном случае должен решаться с учетом специфики энергосистемы, энергопредприятия и местных условий района.

Бесспорно целесообразной является *централизация специальных ремонтных работ и ремонтов сложного и реконструктивного характера для небольших энергопредприятий.*

Наоборот, для очень крупных электростанций, и к тому же удаленных от районного энергетического управления на значительные расстояния, более целесообразным в большинстве случаев является ведение ремонтов хозяйственным способом.

В прочих случаях находят рациональное сочетание численности персонала хозяйственной и подрядной организаций при ремонтном обслуживании.

Содержание персонала специализированных предприятий обходится значительно дороже, чем содержание ремонтного персонала энергопред-

приятый (за счет более высокой заработной платы, командировочных и накладных расходов).

Поэтому небезразлично, какая по величине численность ремонтного персонала будет привлечена со стороны, и чем она будет меньше, тем это выгоднее как предприятию, так и энергосистеме.

С целью снижения затрат на ремонтное обслуживание находят минимальную численность привлеченного персонала, исходя из рациональной нагрузки ремонтными работами персонала энергопредприятия.

Вопросы для повторения

1. Каким видам износа подвергаются машины?
2. Какими средствами устраняются различные виды износа?
3. В чем суть системы плано-предупредительного ремонта?
4. В чем разница понятий: ремонтный цикл и межремонтный период?
5. На каких принципах построена система плано-предупредительного ремонта?
6. Как составляется ремонтный план?
7. Какие способы ремонтного обслуживания используются при проведении ремонтов оборудования?
8. Преимущества и недостатки хозяйственного и подрядного способов ремонта.

Глава 15

ФИНАНСОВОЕ ХОЗЯЙСТВО ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

15.1. СТРУКТУРА ИСТОЧНИКОВ ФИНАНСОВЫХ СРЕДСТВ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

Финансовая деятельность энергопредприятия направлена на формирование финансовых ресурсов для ведения производственного процесса, обеспечения роста прибыли, платежеспособности и финансовой устойчивости предприятия, развития социальной базы для работников.

Источники финансовых ресурсов энергопредприятий можно разделить на три группы:

собственные,
привлеченные,
заемные.

Собственные источники финансовых ресурсов:

фонды накопления и резервный фонд в части неиспользованного остатка; выручка от реализации продукции (работ, услуг), основных средств, изытков материальных ресурсов;

амортизационные отчисления;

средства, полученные от продажи ценных бумаг (собственных и других предприятий);

средства, полученные из централизованных (инвестиционных, страховых, резервных) фондов энергообъединения;

паевые и иные взносы юридических и физических лиц;

средства от сдачи имущества в аренду и другие поступления денежных средств (пожертвования, благотворительные взносы и т.п.).

При создании энергопредприятия основную часть источников собственных средств составляет уставный (акционерный) капитал.

К *заемным* источникам относятся кредиты банков, займы у других предприятий (коммерческие кредиты), государственные субсидии, привлечение иностранного капитала, средства от реализации залогового свидетельства, страхового полиса, облигаций.

Привлеченные средства образуются на предприятии из-за периодичности выплат заработной платы, страховых платежей и т.п. В период между платежами, начисленные, но еще не выплаченные средства могут использоваться на другие хозяйственные нужды.

15.2. ФИНАНСОВЫЙ ПЛАН ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯ

Обеспеченность энергопредприятия финансовыми ресурсами в процессе его производственно-хозяйственной деятельности имеет исключительное значение. В этих целях разрабатывается финансовый план. Он основывается на трех формах, называемых «базовыми формами финансовой оценки»:

- ⇒ плане или бюджете по прибыли;
- ⇒ плане движения денежных средств или финансовом бюджете;
- ⇒ плановом балансе.

Основное отличие базовых форм финансовой оценки от существующих форм финансовой (бухгалтерской) отчетности состоит в том, что они представляют будущее прогнозируемое состояние предприятия.

Все три формы основываются на одних и тех же исходных данных и должны корреспондироваться друг с другом. Каждая из форм представляет информацию в законченном виде, но со своей, отличной от других, точки зрения.

План по прибыли необходим для оценки эффективности текущей хозяйственной деятельности. Анализ соотношения доходов с расходами позволяет оценить резервы увеличения собственного капитала. Еще одна функция этой формы — расчет величин налоговых выплат и дивидендов. В плане по прибыли содержатся следующие показатели:

- объем реализованной продукции;
- издержки производства и реализации;
- реализационная прибыль;
- прибыль от финансово-хозяйственной деятельности;
- балансовая прибыль;
- налоги из прибыли;
- чистая прибыль.

Финансовый бюджет отражает поступления и платежи:

поступления:

- денежные средства на начало периода,
- увеличение собственного капитала,
- суммы за реализацию продукции,
- выручка от реализации ликвидируемых основных средств,
- выручка от реализации прочих избыточных материальных ценностей,
- планируемые доходы по ценным бумагам,
- краткосрочные и долгосрочные кредиты;

платежи:

- поставщикам за пополнение производственных запасов топлива, вспомогательных материалов, запасных частей для ремонтов,
- по выплате заработной платы,
- по перечислению средств в социальные фонды,

- на покрытие прочих общехозяйственных (без амортизации) и коммерческих расходов,
- подрядчикам за выполнение работ капитального характера,
- на выплату долга по кредитам,
- на выплату процентов,
- по налогам,
- по дивидендам на акции,
- прочие.

Финансовый бюджет составляется во временном разрезе, чтобы сопоставить не только размеры имеющихся денежных средств и предстоящих платежей, но и сроки. Обязательным условием является неотрицательное сальдо баланса поступлений и платежей, т.е. ни в одном периоде расчетного года не должно быть превышения платежей над притоком средств. В противном случае принимаются меры по привлечению дополнительных источников финансирования, например, краткосрочного кредита.

Обобщающей формой финансового плана является сводный баланс доходов и расходов, определяемый сравнением доходов предприятия, производственных и коммерческих издержек, непредвиденных расходов, прибыли, кредитов и налогов.

15.3. ВЗАИМОРАСЧЕТЫ И КРЕДИТЫ

Энергопредприятия в процессе своей деятельности вступают в хозяйственные взаимоотношения с другими предприятиями (поставщиками, подрядчиками, потребителями, банками и т.д.).

Для ведения расчетов энергопредприятия открывают счета в банке для хранения денежных средств, осуществления всех видов расчетных и кредитных операций.

Взаиморасчеты энергетических объединений и предприятий с поставщиками, подрядчиками и потребителями производятся на основе договоров. Договоры оформляются в соответствии с требованиями гражданского законодательства. В договорах отражается [17]:

- объем работ, услуг, поставляемых товаров;
- цена и общая сумма договора, условия расчетов, сроки выполнения обязательств по договору, система штрафных санкций и разрешения споров.

Все расчеты энергопредприятий осуществляются, как правило, в форме безналичных платежей и поступлений.

Формы безналичных расчетов включают:

- расчеты в порядке инкассо;
- расчеты платежными поручениями;
- платежными поручениями-требованиями;
- чеками;
- аккредитивами;

векселями;
депозитными сертификатами;
варрантами и т.п.

Все названные документы должны соответствовать требованиям установленных стандартов и содержать следующие реквизиты: наименование расчетного документа, номер, число, месяц и год выписки, наименование и реквизиты банков плательщика и получателя и их идентификационные номера, назначение платежа, его кодовое обозначение, сумма платежа, на первом экземпляре — соответствующие подписи и печать.

Расчет энергообъединения с потребителями может осуществляться в порядке инкассо. Инкассо — это получение денег от должника предъявлением ему платежных документов через банк. Применение безакцептной формы расчетов связано с тем, что процессы производства и потребления энергии практически совпадают во времени и потребитель обязан оплатить использованную им энергию, т.е. не требуется согласия (акцепта) на оплату поставленной энергетической продукции. При этой форме расчетов банк принимает на себя выполнение поручения энергообъединения о получении для него платежа с потребителя.

Основная форма расчетов сегодня — расчеты платежными поручениями. Платежное поручение — это письменное распоряжение владельца счета банку о перечислении определенной суммы с его счета на счет получателя (при наличии средств на счете плательщика). Поставщик-получатель и покупатель-плательщик заключают договор. Покупатель передает в банк платежное поручение, которое поступает в банк поставщика, и получает выписку о списании средств со счета. Поставщик получает выписку о зачислении средств на счет.

С помощью платежных поручений энергопредприятия осуществляют платежи по товарным и нетоварным операциям (например, платежи в бюджет, погашение банковских ссуд и выплата процентов по ним, приобретение акций и других ценных бумаг и т.п.).

При расчете платежными требованиями-поручениями поставщик выписывает требование к покупателю оплатить на основании приложенного перечня документов стоимость поставленной по договору продукции, выполненных работ (услуг) и направляет вместе с отгрузочными документами в банк покупателя.

В иногороднем обороте используется такая форма безналичных расчетов как аккредитив. Под аккредитивом понимается условное денежное обязательство банка, выдаваемое им по поручению клиента в пользу его контрагентов по договору, т.е. банк покупателя дает поручение банку поставщика об оплате последнему товаров и услуг на основании аккредитивного заявления против представленных поставщиком соответствующих документов. Данный аккредитив называется товарным. Кроме товарного может быть и денежный аккредитив (выплата денег осуществляется против

документов, удостоверяющих личность). Аккредитивная форма расчетов в условиях массовых неплатежей практически не применяется из-за отсутствия свободных денежных средств на счетах плательщиков.

Банк, открывший аккредитив — банк-эмитент — может или сам произвести платеж поставщику, или предоставить полномочия другому банку производить такие платежи против документов, оговоренных в аккредитивном договоре, или при выполнении других условий аккредитива.

При чековой форме расчетов используются денежные и расчетные чеки. Под чеком понимается письменное поручение чекодателя (плательщика) своему банку перечислить с его счета чекодержателю определенную сумму денег. Денежные чеки применяются для выплаты держателю чека наличных денег в банке. Расчетный чек (используется в безналичном обороте) — это документ установленной формы, содержащий безусловный приказ чекодателя банку о перечислении определенной суммы с его счета на счет чекодержателя. Плательщик передает расчетный чек получателю платежа в момент совершения хозяйственной операции. Чеки могут быть покрытыми и непокрытыми. Покрытые чеки — это расчетные чеки, средства по которым заранее депонированы клиентом-чекодателем на отдельном банковском счете, что обеспечивает гарантию платежа по чеку. По непокрытым расчетным чекам платежи гарантируются банком.

Вексельная форма расчетов представляет собой расчеты между поставщиками и плательщиками за товары и услуги с отсрочкой платежей (коммерческий кредит) на основе специального документа — векселя. Вексель — это строго формальный документ и отсутствие любого из обязательных реквизитов делает его недействительным, это безусловное и абстрактное денежное обязательство. Существуют векселя двух основных видов: простые и переводные (тратты).

Простой вексель выписывается и подписывается должником и содержит его безусловное обязательство уплатить кредитору определенную сумму в определенном месте в определенный срок.

Переводной вексель (тратта) выписывается и подписывается кредитором (трассантом) и содержит приказ должнику (трассанту) оплатить в указанный срок обозначенную в векселе сумму третьему лицу (ремитенту). По переводному векселю должник должен письменно подтвердить свое согласие произвести платеж, т.е. совершить акцепт тратты (в виде надписи на лицевой стороне).

Гарантией платежей по векселям является их авалирование банками. Аваль означает гарантию платежа по векселю со стороны банка, если должник не выполнил в срок обязательство по векселю.

Вексель выступает в качестве оборотного документа, т.е. возможна передача векселя другому лицу посредством передаточной надписи (индосамента). Индоссант, т.е. лицо, сделавшее передаточную надпись, передает

таким образом другому лицу, в пользу которого сделана надпись, все права, требования и риски по векселю.

В вексельной форме расчетов используются в основном товарные векселя (регулируют взаимоотношения покупателя и продавца в реальных сделках с поставкой товаров и услуг). Кроме товарных векселей существуют финансовые (имеют в своей основе ссуду, выдаваемую одной организацией другой за счет имеющихся свободных средств) и банковские векселя (удостоверяют, что организация внесла в банк депозит в сумме, указанной в векселе).

Вексельная форма расчетов предполагает инкассирование векселей банками, т.е. выполнение ими поручений векселедержателей по получению платежей по векселям в срок. Если банк принял вексель на инкассо, то он обязан своевременно переслать его банку плательщика и поставить последнего в известность о поступлении документа на инкассо. При поступлении платежа банк, инкассирующий вексель, зачисляет сумму на счет клиента и сообщает ему о выполнении поручения (за оговоренное ранее комиссионное вознаграждение в виде процента с полученной суммы платежа).

В финансовом хозяйстве энергопредприятий важную роль играют кредиты.

Основные принципы кредитования: обеспеченность, целевой характер, срочность, возвратность, платность кредитов.

Кредиты различаются:

по срокам: краткосрочные и долгосрочные;

по форме обеспечения: гарантированные и необеспеченные (бланковые) кредиты;

по направлению использования: инвестиционный, на операции с ценными бумагами, на устранение временных финансовых трудностей, на пополнение оборотных средств, потребительский, экспортный или импортный.

Краткосрочные кредиты предоставляются на срок менее одного года. Условие предоставления ссуды — достаточная ликвидность заемщика. Такие кредиты выдаются на цели текущей деятельности — кредитование сезонных потребностей, на восполнение временного недостатка оборотных средств, под расчетные документы в пути и т.д.

Долгосрочные (свыше 1 года) обычно связаны с финансированием нового строительства или проведением реконструкции, установкой нового оборудования и т.п.

Необеспеченная (негарантированная) ссуда — это такая ссуда, для предоставления которой банк не требует никакого залогового обеспечения.

Гарантированная ссуда — кредит, предоставленный под определенный залог. В качестве залога может выступать право на владение недвижимостью, пакетом акций, сберегательными вкладами, страховыми полисами, предметами потребления с длительным сроком пользования, которые были куплены заемщиком в период времени между получением кредита и мо-

ментом его возврата. В качестве залога могут выступать и материальные запасы, которые имеют возможность длительного хранения, легкой реализации в любое время, должны быть подходящим объектом страхования, так как обычно передаваемые ценности в залог займа страхуются.

Предприятия могут в качестве залога займа предоставить залоговые квитанции, но в этом случае объем займа не превысит 85 % стоимости обеспечения. В ряде случаев можно менять состав залога в течение срока использования кредита. Такой залог называется залогом с переменным составом.

Наиболее часто встречающийся вид кредита, выдаваемый банками, является краткосрочная ссуда хозяйственным агентам для финансирования покупки товарно-материальных ценностей. Эта ссуда может выдаваться под реальное обеспечение или без него, но в любом случае — необходимо наличие отчетных финансовых документов, характеризующих финансовое положение предприятия, с тем, чтобы банк мог в любой момент оценить вероятность своевременного погашения ссуды, а в случае необходимости — целесообразность пролонгации ссуды по просьбе клиента.

Для аккуратных плательщиков, хорошо известных банку, может быть открыта так называемая кредитная линия. Под кредитной линией понимается согласие банка осуществлять предоставление предприятию ссуд в будущем в размерах, не превосходящих заранее оговоренные суммы без проведения каких-либо дополнительных переговоров, что экономит время как клиенту, так и самому банку (ему нет необходимости проверять кредитоспособность клиента).

В процессе ведения хозяйственной деятельности у энергопредприятия могут появляться временно свободные денежные суммы, сохранение которых в качестве наличных кассовых запасов на текущих счетах банка представляется нерациональным. Предпочтительным является помещение таких ресурсов в доходные инвестиционные активы (ценные бумаги, залоговые документы и прочие виды финансовых обязательств). Создается портфель инвестиций, требующий профессионального и оперативного управления. Эту функцию предприятие может передать банку, где существует специальный отдел по управлению капиталами. В таких отделах банка сосредотачиваются портфели инвестиций многих клиентов, что дает возможность банку, объединяя эти портфели и экономя на масштабах деятельности, достигать среднего рыночного уровня доходности по каждому портфелю и сокращать финансовый риск предпринимателей.

15.4. ПРИБЫЛЬ И РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ

При исчислении балансовой прибыли учитываются прибыль от реализации продукции, прибыль от прочей реализации, доходы по внереализационным операциям (за вычетом расходов по этим операциям).

Прибыль от реализации продукции (товаров, работ, услуг) представляет собой разницу между выручкой от реализации продукции без налога на добавленную стоимость и затратами на производство и реализацию, включаемыми в себестоимость продукции:

$$\Pi_p = V_p - I_{об},$$

где V_p — выручка от реализации продукции; $I_{об}$ — общие производственные издержки по реализованной продукции.

В состав выручки от реализации продукции для энергетических объединений включается:

$$V_p = \sum (\mathcal{E}_i \Pi_{\mathcal{E}i}) + \sum (Q_i \Pi_{T\mathcal{E}i}) + C_{усл} + C_{пр},$$

где $\mathcal{E}_i$ — количество электрической энергии отпущенной i -му потребителю; $\Pi_{\mathcal{E}i}$ — средний тариф на электроэнергию по i -му потребителю; Q_i — количество тепловой энергии отпущенной i -му потребителю; $\Pi_{T\mathcal{E}i}$ — средний тариф на теплоту i -го потребителя; $C_{усл}$ — стоимость услуг, оказанных сторонним организациям; $C_{пр}$ — реализация прочей продукции (побочной и сопутствующей).

Для РАО «ЕЭС России» реализованная продукция складывается из абонентной платы за пользование сетями РАО и услугами ЦДУ, поступающей от энергосистем и стоимости продукции электростанций, входящих в состав РАО.

Прибыль от прочей реализации — это прибыль, полученная от реализации основных средств и другого имущества энергопредприятия, промышленных отходов (шлаки и т.д.), нематериальных активов, ценных бумаг и т.п. Прибыль от прочей реализации определяется как разница между выручкой от реализации имущества и его остаточной стоимостью и затратами на реализацию.

Доходы (расходы) от внереализационных операций включают:

доходы, полученные от долевого участия в деятельности других предприятий;

дивиденды по акциям (не собственным);

доходы по облигациям и другим ценным бумагам, приобретенным энергопредприятием;

поступления от сдачи имущества в аренду, а также другие доходы (расходы) непосредственно не связанные с производством продукции и ее реализацией, включая суммы, полученные и уплаченные в виде экономических санкций и возмещения убытков.

В составе расходов по внереализационным операциям учитываются кроме перечисленного:

расходы на содержание законсервированных производственных мощностей и объектов (кроме затрат, возмещаемых за счет других источников);

убытки от списания дебиторской задолженности, по которой срок исковой давности истек, и других долгов, нереальных для взыскания; некомпенсируемые потери от стихийных бедствий.

Сформированная таким образом прибыль — конечный обобщающий показатель деятельности энергосистемы.

Чистая прибыль равна балансовой прибыли за вычетом налога на прибыль:

$$\Pi_ч = \Pi_б - H_{пр},$$

где $\Pi_б$ — балансовая прибыль; $H_{пр}$ — налог на прибыль.

Энергообъединение уплачивает, как правило, налог на прибыль централизованно.

Налог на прибыль, подлежащий к уплате РАО «ЕЭС России», распределяется по территориальным филиалам и отделениям пропорционально численности их работников.

Уровень чистой прибыли определяется как отношение чистой прибыли к выручке от реализации.

Чистая прибыль поступает в полное распоряжение предприятия. Оно самостоятельно определяет направления использования чистой прибыли с учетом положений устава предприятия.

Вопросы формирования и распределения прибыли усложняются в случае объединения энергопредприятий в энергосистему. Это связано с тем, что расчеты с потребителями осуществляют службы Энергосбыта, являющиеся одним из подразделений АО-энерго. Поэтому объем реализованной продукции, оплаченной потребителями, может быть определен только на уровне энергосистемы. Здесь же определяются показатели абонентской (дебиторской) задолженности потребителей. Расчет полной себестоимости энергетической продукции возможен также на уровне АО-энерго. Чистая прибыль энергосистемы после уплаты налогов направляется на формирование фондов накопления и потребления. Средства этих фондов распределяются между структурными единицами АО-энерго (электростанциями, ПЭС, ПТС, другими подразделениями).

Расчеты по распределению средств этих фондов и компенсации издержек производства, между энергообъединением с одной стороны и электростанциями и предприятиями электрических и тепловых сетей с другой — основаны на смете затрат и потребности использования фондов накопления и потребления. Электростанции получают возмещение затрат за рабочую мощность, отпущенную электроэнергию и теплоту. Предприятия электрических и тепловых сетей — за приведенную мощность, оказание услуг по передаче и распределению электро- и теплоэнергии в сетях.

Издержки производства энергоподразделений возмещаются по смете затрат. Если складывается перерасход, то его покрывают, а экономию засчитывают при последующем финансировании по смете.

При образовании фондов накопления и потребления, учитывается, что часть прибыли не подлежит распределению, а централизованно используется. Это относится к внесению налога на прибыль энергосистемы, расчетам с ЦДУ, с РАО «ЕЭС России» за пользование сетями и другим услугам, расчетам по капитальному строительству и погашению долгосрочных кредитов энергосистемы, покрытию других общесистемных затрат.

В АО-энерго создается фонд развития и реконструкции энергообъединения для проведения единой политики в области капитального строительства, технического перевооружения, реконструкции и модернизации. В абонентную плату, установленную энергосистемам РАО «ЕЭС России» за услуги пользования сетями РАО, включается инвестиционная составляющая. Эти суммы образуют инвестиционный фонд РАО «ЕЭС России», используемый на нужды капитального энергетического строительства, проведение единой инвестиционной политики.

По решению акционеров АО-энерго создается фонд финансового резерва энергообъединения для обеспечения стабильности финансового положения подразделений.

Средства фондов, образованных из чистой прибыли (фонды накопления и потребления) в энергосистеме используются по следующим основным направлениям:

- ⇒ на производственное развитие, отдельные виды расходов на содержание ВОХР, расходов на подготовку кадров и т.д.;
- ⇒ на социальное развитие, в том числе на содержание объектов социально-культурной сферы, жилищно-коммунального хозяйства, лечение на предприятиях по договорам, компенсации стоимости питания, путевок и т.д.;
- ⇒ поощрительные выплаты по итогам года, материальную помощь всех видов;
- ⇒ на выплату дивидендов по акциям энергосистемы;
- ⇒ на создание страхового фонда энергосистемы;
- ⇒ другие цели.

Каждое подразделение в составе компенсации получает долю фондов накопления и потребления в соответствии с указанными направлениями ее использования.

Объем реализованной продукции электростанций, с учетом доли прибыли может быть определен по формуле

$$O_{\text{р}}^{\text{ТЭС}} = C_3 \mathcal{E} + C_{\text{тз}} Q + C_{N_{\text{р}}} N_{\text{р}},$$

где C_3 , $C_{\text{тз}}$, $C_{N_{\text{р}}}$ — удельные компенсационные выплаты на электрическую, тепловую энергию и рабочую мощность; $\mathcal{E}$, Q — количество отпущенной электрической и тепловой энергии потребителям; $N_{\text{р}}$ — рабочая мощность электростанции.

Удельные компенсационные выплаты определяются следующим образом:

$$C_3 = \frac{\sum b_{3i}^{\text{н}} \mathcal{E}_{\text{ки}} C_{\text{ти}}^{\text{сп}} + \Delta P_1}{\sum \mathcal{E}_{\text{ки}}};$$

$$C_{\text{тз}} = \frac{\sum b_{\text{тз}i}^{\text{н}} Q_{\text{ки}} C_{\text{ти}}^{\text{сп}} + \Delta P_2}{\sum Q_{\text{ки}}};$$

$$C_{N_{\text{р}}} = \frac{\sum I_{\text{упост } i} + \Delta P_3}{\sum N_{\text{р}ki}},$$

где $b_{3i}^{\text{н}}$, $b_{\text{тз}i}^{\text{н}}$ — нормативные удельные расходы топлива на электрическую и тепловую энергию по i -й электростанции; $\mathcal{E}_{\text{ки}}$, $Q_{\text{ки}}$ — контрактные величины отпуска электрической и тепловой энергии i -й электростанции; $C_{\text{ти}}^{\text{сп}}$ — средняя цена условного топлива по i -й электростанции; $I_{\text{упост } i}$ — сумма условно-постоянных издержек i -й электростанции; $N_{\text{р}ki}$ — контрактная рабочая мощность электростанции; ΔP_1 , ΔP_2 , ΔP_3 — доля фондов накопления или потребления энергосистемы, включаемая в удельную компенсационную выплату.

Контрактные значения рабочей мощности и отпускаемой электрической и тепловой энергии устанавливаются в договоре между электростанциями и энергообъединением. За основу принимается расчетное планируемое значение рабочей мощности.

Рабочая мощность электростанции определяется по следующей формуле:

$$N_{\text{р}i} = N_{\text{yi}} - N_{\text{рем } i} - N_{\text{вр } i} - N_{\text{конс } i} - N_{\text{тп } i} - N_{\text{огр } i},$$

где N_{yi} — установленная мощность оборудования энергетического предприятия; $N_{\text{рем } i}$ — снижение мощности из-за плановых ремонтов оборудования; $N_{\text{вр } i}$ — снижение мощности из-за вынужденных ремонтов оборудования (определяется по нормативам); $N_{\text{конс } i}$ — снижение мощности из-за консервации оборудования; $N_{\text{тп } i}$ — снижение мощности из-за останова оборудования для проведения технического перевооружения; $N_{\text{огр } i}$ — ограничение мощности по техническим причинам сезонного и временного характера.

Для предприятий электрических и тепловых сетей основой для формирования компенсации является приведенная мощность. В состав затратной части компенсации на приведенную мощность включаются издержки на все виды ремонтов и амортизационные отчисления. В компенсацию для сетевых предприятий также входит доля фондов, образованных из прибыли.

Рентабельность полнее, чем прибыль характеризует деятельность энергетического объекта, так как она, являясь относительным показателем, характеризует степень использования капитала предприятия или его составных частей, их доходность.

Рентабельность целесообразно оценивать и анализировать на уровне энергообъединения. Существует много показателей рентабельности. В настоящее время рентабельность исчисляется, как правило, по чистой прибыли энергообъединения. Ввиду того, что энергообъединения (АО-энерго) являются акционерными обществами, оценивается рентабельность акционерного капитала. Этот показатель характеризует процент дохода с рубля акционерного капитала. Уровень доходности капитала, как правило, влияет на дивиденды, получаемые акционерами. Рентабельность акционерного капитала определяется по формуле:

$$R_a = \Pi_{\text{ч}} / K_a,$$

где K_a — размер акционерного капитала; R_a — рентабельность суммарного акционерного капитала; $\Pi_{\text{ч}}$ — чистая прибыль за год.

В совокупности оцениваются рентабельность активов (R_c), продукции (R_v) и затраты на рубль реализации (R_s), определяемые по формулам:

$$R_c = \Pi_{\text{ч}} / C_a,$$

$$R_v = \Pi_{\text{ч}} / O_p,$$

$$R_s = И / O_p,$$

где C_a — среднегодовая стоимость активов (валюта баланса).

Уровень рентабельности в электроэнергетике из-за ее значительной капиталоемкости, не очень высоких цен на продукцию, а также в последние годы за счет возрастания абонентской задолженности из-за неплатежеспособности промышленных потребителей не очень высок, ниже чем в ряде других отраслей.

К тому же расчеты с промышленными потребителями осуществляются не только в денежной форме, но и в виде зачета — материальными ресурсами. Это осложняет финансовое состояние энергетических предприятий, так как материальные ресурсы обладают более низким уровнем ликвидности по сравнению с денежными средствами. Налоговые платежи осуществляются только в денежной форме. Все это снижает объем денежных средств энергопредприятий и затрудняет формирование оборотных и, особенно, основных средств, возможности проведения планово-предупредительных ремонтов.

На финансовое состояние оказывает влияние и государственное регулирование тарифов на потребление энергетической продукции.

В условиях рыночных отношений финансовое состояние предприятия является объектом пристального внимания разных категорий заинтересованных лиц.

Инвесторов интересует информация, позволяющая оценить перспективы развития предприятия, его финансовую устойчивость, способность выплачивать объявленные дивиденды.

Акционеры интересуются результатами деятельности предприятия, размером дивидендов, доходами в расчете на одну акцию, динамикой результатов и приростом стоимости акции.

Для поставщиков, кредиторов и банков наиболее важной является информация, на основе которой можно оценить надежность своих вложений и способность предприятия выполнить текущую и ожидаемую платежеспособность предприятия, т.е. сведения о денежных средствах, запасах готовой продукции, дебиторской задолженности, первоочередных обязательствах и др.

Органы государственной власти заинтересованы в получении информации, необходимой для регулирования деятельности предприятий, выработки налоговой политики, решения социальных вопросов.

Эти лица могут делать выводы на основе финансового анализа внешней (публичной) отчетности. Для этих целей служит годовой бухгалтерский баланс и приложения к нему, отражающие формирование и распределение прибыли и поступление и расходование денежных средств предприятия.

Для акционеров энергопредприятия наибольший интерес представляет отчет по прибыли, тогда как для кредиторов более важными будут отчет о движении денежных средств и баланс.

Для внутренних целей может составляться другой баланс с большей степенью детализации, с иной группировкой статей, с применением других методов оценки отдельных элементов.

В отношении внешней отчетности действует следующее правило: финансовое положение предприятия и результаты его деятельности должны быть раскрыты лишь настолько, насколько это необходимо или желательно, с учетом сохранения коммерческой тайны.

Главная цель внутренней отчетности, составляемой для руководства предприятия, наоборот, — отразить как можно более правильно и точно имущество, задолженность и итоги работы предприятия. При этом во внутренней отчетности стремятся к тому, чтобы не образовывалось никаких скрытых резервов; соответственно об их образовании или ликвидации должно быть известно руководству предприятия. Для энергопредприятия основы проведения внутреннего анализа производственно-хозяйственной деятельности рассмотрены в параграфе 16.4.

Финансовый анализ включает:

анализ финансовых результатов (прибыли) деятельности предприятия;
аналитический обзор статей актива и пассива баланса;
анализ финансового состояния и платежеспособности по данным баланса;
анализ ликвидности баланса;
анализ финансовых коэффициентов.

При проведении финансового анализа прежде всего исследуется выполнение плана по прибыли по энергообъединению. Энергопредприятия могут проводить анализ созданного ими плана по полученной долевой прибыли. Прибыль характеризует абсолютную эффективность хозяйствования предприятия. В дополнение анализируется рентабельность, как относительный показатель эффективности деятельности предприятия.

Задачами анализа финансовых результатов являются: оценка динамики показателей прибыли, обоснованность фактических данных об образовании и распределении прибыли, влияние и измерение действия различных факторов на прибыль, оценка возможных резервов дальнейшего роста прибыли.

Сравнение показателей расчетного периода может проводиться с плановыми показателями (см. параграф 16.4), показателями предшествующего отчетного периода, показателями предшествующего года. При этом надо учитывать изменение ценностных характеристик под воздействием инфляции и приводить показатели к одному уровню цен. Анализ уровня и динамики прибыли на условных цифрах приведен в табл. 15.1.

Данные табл. 15.1 показывают, что эффективность деятельности энергопредприятия повысилась. Балансовая прибыль, также как и чистая прибыль, возросла на 18,4 %. Положительным фактором роста балансовой прибыли явилось увеличение объема реализованной продукции и относительное снижение как условно-постоянных, так и условно-переменных затрат.

Дальнейший анализ должен вскрывать конкретные причины изменения прибыли от реализации продукции по каждому фактору — тарифам на электрическую и тепловую энергию, цене на топливо, объему отпущенной электро- и теплоэнергии, составляющим себестоимости энергетической продукции. При этом анализ может проводиться по каждому виду энергии в отдельности или в совокупности по энергопредприятию в целом.

Методику анализа рентабельности энергообъединения (энергопредприятия) можно проиллюстрировать на примере рентабельности активов предприятия, рассчитанной как отношение чистой прибыли предприятия к среднегодовой стоимости его активов (внеоборотных и оборотных).

Влияние факторов, воздействующих на показатели рентабельности, изучается в динамике. К числу таких факторов относятся рентабельность реализованной продукции, оборачиваемость основных средств (фондоотдача или обратный показатель — фондоемкость), оборотных средств или их элементов, например дебиторской (а для энергообъединения в том числе абонентской) задолженности, производственных запасов. По данным годовых отчетов может быть составлена табл. 15.2.

Таблица 15.1

Анализ уровня и динамики показателей финансовых результатов деятельности энергопредприятий, млрд. руб

Наименование показателя	За прошлый период	За отчетный период	% к базисному значению
Выручка от реализации продукции (без НДС)	1592	1763	110,7
Себестоимость реализации, в том числе	956	1010	105,6
условно-постоянные издержки	416	420	101,0
топливные издержки	540	590	109,3
Прибыль от реализации	636	753	118,4
Результат от прочей реализации	—	3	—
Прибыль от финансово-хозяйственной деятельности	636	756	118,9
Сальдо внереализационных доходов и расходов	+ 1	— 2	— 200
Балансовая прибыль	637	754	118,4
Налог на прибыль	223	264	118,4
Чистая прибыль	414	490	118,4
Отвлеченные средства	104	150	144,2
Нераспределенная чистая прибыль	310	340	109,7

В соответствии с показателями, представленными в табл. 15.2 энергообъединение добилось улучшения результатов своей деятельности. Об этом свидетельствует повышение уровней рентабельности продукции (на 7 %) и активов (на 30 %). Это стало возможным за счет повышения оборачиваемости оборотных средств энергообъединения, особенно абонентской задолженности (на 21 %), оборот которой вырос почти на целую единицу. Улучшилось и использование основных средств, о чем свидетельствует снижение уровня фондоемкости продукции (на 5,8 %).

Исходным пунктом финансового анализа является рассмотрение в совокупности позиций баланса и отчета о финансовых результатах (прибыли). При этом статьи баланса группируются в отдельные специфические группы: статьи актива — по признаку ликвидности (основные средства и оборотные средства); статьи пассива — по срочности обязательств (долгосрочные и краткосрочные) и праву собственности (собственные и заемные).

К оборотным могут быть отнесены активы, которые трансформируются в денежную наличность в течение короткого периода (обычно 1 года). Сюда включаются ликвидные средства (касса, банковские счета, лимитированные чековые книжки, легкореализуемые ценные бумаги, дебиторская задолженность, запасы товарно-материальных ценностей).

Таблица 15.2

Анализ уровня рентабельности энергообъединения

№ строк	Наименование показателя	За прошлый год	За отчетный год
1	Чистая прибыль, млрд. руб.	414	490
2	Выручка от реализации продукции (без НДС), млрд. руб.	1592	1763
3	Среднегодовая стоимость активов, млрд. руб.	4427	4451
4	Среднегодовая стоимость основных средств, млрд. руб.	3850	4011
5	Среднегодовая стоимость производственных запасов, млрд. руб.	80	85
6	Среднегодовой остаток абонеитской задолженности, млрд. руб.	350	320
7	Коэффициент фондоемкости продукции (стр. 4: стр. 2)	2,42	2,28
8	Коэффициент оборачиваемости производственных запасов, об/год (стр. 2: стр. 5)	19,9	20,7
9	Коэффициент оборачиваемости абонеитской задолженности, об/год (стр. 2: стр. 6)	4,55	5,51
10	Рентабельность реализованной продукции (стр. 1: стр. 2) × 100, %	26,01	27,79
11	Рентабельность активов (стр. 1: стр. 3) × 100, %	9,35	11,01

В структуре внеоборотных активов можно выделить вещественные основные средства, финансовые вложения (участия) и нематериальные активы.

Заемный капитал содержит обязательства в отношении третьих лиц — краткосрочные и долгосрочные. К краткосрочному заемному капиталу относятся обязательства, которые будут погашены в течение года: поставщики, прочие кредиторы, текущая банковская задолженность, отчисления в краткосрочные страховые фонды. В состав долгосрочного заемного капитала входят займы, ссуды под недвижимость, облигации, лизинг.

При характеристике собственного капитала в зависимости от правовой структуры можно выделить уставный капитал общества, для акционерных обществ — акционерный капитал. К собственному капиталу относятся открытые резервы (образованные в соответствии с уставом), скрытые резервы (могут не находить отражения в балансе), накопленная нераспределенная прибыль.

Собственный капитал можно также разделить на *оплаченный* (внесенный) капитал — акционерный капитал, свидетельства участия, ажио (при-

плата к установленному курсу) и *заработанный* капитал — резервы, нераспределенная прибыль.

Пример аналитической группировки и анализа статей актива и пассива баланса приведен в табл. 15.3 и 15.4.

Чтение баланса по таким систематизированным группам ведется с использованием методов горизонтального и вертикального анализа.

Горизонтальный или систематический анализ позволяет установить абсолютные приращения показателей и темпы их роста, что важно для характеристики финансового состояния.

Вертикальный (структурный) анализ позволяет судить об автономии и финансовой устойчивости.

Для исследования динамики и структуры запасов и затрат, дебиторской задолженности могут быть построены аналогичные таблицы с необходимой степенью детализации.

На следующем этапе анализируются абсолютные показатели финансовой устойчивости энергетических объектов.

В этих целях проверяется выполнение условия платежеспособности, т.е. денежные средства, краткосрочные финансовые вложения (ценные бумаги, $K_{цб}$) и активные расчеты должны покрывать краткосрочную задолженность:

$$K_{ден} + K_{цб} + K_{деб} \geq K_{кр} + K_{кз}$$

Таблица 15.3

Аналитическая группировка в анализ статей актива баланса

Актив баланса	На начало периода		На конец периода		Абсолютное отклонение	Темп роста
	млрд. руб.	% к итогу	млрд. руб.	% к итогу	млрд. руб.	%
Имущество — всего, C_a	4427	100	4451	100	24	100,54
Внеоборотные активы, $K_{па}$	3518	79,5	3377	75,9	– 141	95,99
основные средства, $K_{ост}$	3518	79,5	3377	75,9	– 141	95,99
Оборотные активы, $K_{та}$	908	20,5	1074	24,1	166	118,28
запасы, $K_{зап}$	80	1,8	85	1,9	5	106,25
дебиторская задолженность, $K_{деб}$	350	7,9	320	7,2	– 30	91,43
денежные средства, $K_{ден}$	478	10,8	669	15,0	191	139,96

Таблица 15.4

Аналитическая группировка и анализ статей пассива баланса

Пассив баланса	На начало периода		На конец периода		Абсолютное отклонение	Темп роста
	млрд. руб.	% к итогу	млрд. руб.	% к итогу	млрд. руб.	%
Источники имущества, C_{Π}	4427	100	4451	100	24	100,54
Собственный капитал, K_c :	3543	80,03	3968	89,15	425	112
акционерный капитал, K_a :	3628	63,47	3628	63,13	0	100
нераспределенная прибыль, $\Pi_{\text{нер}}$	- 85	16,56	340	26,02	425	600
Заемный капитал, $K_{\text{зк}}$:	884	19,97	483	10,85	- 401	54,64
долгосрочные обязательства, $K_{\text{крд}}$:	0	0,0	0	0,0	0	0
краткосрочные кредиты и займы, $K_{\text{кр}}$:	700	15,81	250	5,62	- 450	35,71
кредиторская задолженность, $K_{\text{кз}}$:	184	4,16	233	5,23	49	126,63

Это условие выполняется при ограничении, характеризующем покрытие производственных запасов необходимыми средствами:

$$K_{\text{зап}} \leq K_{\text{об}}^c = (K_c + K_{\text{крд}}) - K_{\text{па}},$$

где $K_{\text{об}}^c$ — наличие собственных оборотных средств.

Таким образом, обеспеченность производственных запасов источниками формирования является сущностью финансовой устойчивости, тогда как платежеспособность выступает ее внешним проявлением.

В примере, представленном в табл. 15.3 и 15.4 производственные запасы полностью обеспечены:

$$85 < (3968 - 3377) = 591 \text{ млрд. руб.}$$

Условие платежеспособности также выполняется:

$$(669 + 320) > (250 + 233) \text{ млрд. руб.}$$

При необходимости на формирование производственных запасов и затрат могут быть направлены краткосрочные кредиты (без учета просроченных ссуд).

Возможны четыре типа финансовых ситуаций:

$$\text{абсолютная устойчивость: } K_{\text{зап}} < K_{\text{об}}^c + K_{\text{кр}};$$

нормальная устойчивость, гарантирующая платежеспособность:

$$K_{\text{зап}} = K_{\text{об}}^c + K_{\text{кр}};$$

неустойчивое финансовое состояние, при котором еще есть возможность восстановления: $K_{\text{зап}} = K_{\text{об}}^c + K_{\text{кр}} + K_{\text{осл}}$, где $K_{\text{осл}}$ — источники, ослабляющие финансовую напряженность;

$$\text{кризисное финансовое состояние: } K_{\text{зап}} > K_{\text{об}}^c + K_{\text{кр}}.$$

Предприятие находится на грани банкротства.

Наряду с оптимизацией структуры пассивов, устойчивость может быть восстановлена в результате обоснованного снижения уровня запасов и затрат.

В рамках внутреннего анализа осуществляется углубленное исследование финансовой устойчивости на основе построения баланса неплатежеспособности, который включает следующие показатели:

Общий размер неплатежей:

просроченная задолженность по ссудам банка;
просроченная задолженность по расчетным документам поставщиков;
недоимки в бюджеты;
прочие неплатежи, в том числе по оплате труда.

Причины неплатежей:

недостаток собственных оборотных средств;
излишние запасы материальных ценностей;
отпущенная, но не оплаченная потребителями энергия.

Источники, ослабляющие финансовую напряженность:

временно свободные собственные средства (фонды, резервы);
привлеченные средства (превышение нормальной кредиторской задолженности над дебиторской);
кредиты банка на временное пополнение оборотных средств и прочие заемные средства.

Для анализа финансового состояния, платежной дисциплины и кредитных отношений данные показатели целесообразно рассматривать в динамике.

Для энергообъединения важное значение имеет анализ дебиторской задолженности, существенную долю которой составляет абонентская задолженность.

Анализ дебиторской задолженности начинают с ее классификации по срокам образования, что позволяет держать под контролем состояние расчетов с потребителями энергетической продукции и покупателями побочной, не допуская превышения сроков оплаты. Оценка дебиторской задолженности включает расчет следующих показателей:

$$\text{Доля дебиторской задолженности в текущих активах} = \frac{\text{Дебиторская задолженность}}{\text{Текущие активы}};$$

$$\text{Доля сомнительной задолженности} = \frac{\text{Сомнительная задолженность}}{\text{Дебиторская задолженность}};$$

$$\text{Оборачиваемость дебиторской задолженности} = \frac{\text{Реализация}}{\text{Средняя дебиторская задолженность}}$$

$$\text{Период погашения дебиторской задолженности} = \frac{360}{\text{Оборачиваемость дебиторской задолженности}}.$$

Повышение эффективности управления оборачиваемостью дебиторской задолженности тесно связано с формированием более совершенной системы тарифов на энергетическую продукцию.

Анализ ликвидности баланса заключается в сравнении средств по активу, сгруппированных по степени их ликвидности и расположенными в порядке убывания с обязательствами по пассиву, сгруппированными по срокам их погашения, в порядке возрастания сроков. Схема анализа ликвидности баланса представлена в табл. 15.5.

Баланс считается абсолютно ликвидным, если выполняются все неравенства, приведенные в табл. 15.5. Первые два неравенства характеризуют текущую ликвидность. Третье неравенство отражает перспективную ликвидность. Текущая ликвидность свидетельствует о платежеспособности

предприятия в ближайший промежуток времени. Перспективная — прогноз платежеспособности с учетом будущих поступлений и платежей.

Четвертое неравенство носит балансирующий характер. Его выполнение свидетельствует о выполнении минимального условия финансовой устойчивости — наличии у предприятия собственных оборотных средств.

На заключительном этапе рассчитывают финансовые коэффициенты, являющиеся относительными показателями и дополняющими общую картину оценки финансового состояния.

Вопросы для повторения

1. Перечислите виды источников финансовых ресурсов энергопредприятий.
2. Какие показатели находят отражение в финансовом плане энергопредприятий?
3. Какие виды кредитов могут использоваться в процессе производственно-хозяйственной деятельности энергопредприятий?
4. Каковы особенности формирования и распределения прибыли в энергетике?
5. Какие фонды создаются из прибыли энергообъединения? Как они распределяются между энергопредприятиями?
6. Какие направления включает финансовый анализ деятельности энергопредприятий? Каковы его задачи?
7. Какие формы расчетов наиболее распространены в энергетике?
8. Что включает баланс неплатежеспособности? В каких целях он составляется?

Таблица 15.5

Анализ ликвидности баланса энергообъединения

Актив	Сумма млрд. руб.	Пассив	Сумма млрд. руб.	Платежный из- лишек или не- достаток
A1. Наиболее ликвид- ные активы, $K_{\text{ден}} + K_{\text{цб}}$	669	П1. Наиболее срочные обязательства, $K_{\text{кз}}$	233	$(A1 > П1)$ + 436
A2. Быстро реализуемые активы, $K_{\text{деб}} + K_{\text{пр}}^{\text{об}}$	320	П2. Краткосрочные пас- сивы, $K_{\text{кр}}$	250	$(A2 > П2)$ + 70
A3. Медленно реализуе- мые активы, $K_{\text{зап}} + K_{\text{цб}}^{\text{д}}$	85	П3. Долгосрочные и среднесрочные пасси- вы, $K_{\text{кр}}^{\text{д}}$	—	$(A3 > П3)$ + 85
A4. Трудно реализуемые активы, $K_{\text{па}} - K_{\text{цб}}^{\text{д}}$	3377	П4. Постоянные пасси- вы, $K_{\text{с}}$	3968	$(A4 < П4)$ – 591
Баланс	4451	Баланс	4451	

Примечание. В таблице применены обозначения: $K_{\text{цб}}^{\text{д}}$ — долгосрочные финансовые вложения в ценные бумаги; $K_{\text{пр}}^{\text{об}}$ — прочие оборотные активы.

Глава 16

УЧЕТ И ОТЧЕТНОСТЬ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ПРЕДПРИЯТИИ

16.1. МЕСТО УЧЕТА В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

Управление производством предполагает воздействие администрации на ход хозяйственного процесса в целях увеличения прибыли за счет повышения эффективности производства.

Собственно управление сводится к принятию оптимальных решений, организации контроля, оперативного регулирования и оценки полученных результатов.

Основой разработки и реализации управленческих решений является достоверная информация о состоянии управляемого объекта и его окружения, выполнении управляющих команд и выходных обобщающих результатов.

Информационная система состоит из взаимосвязанных подсистем: конструкторской, технологической, экономической информации и др. Причем для энергетического предприятия важна не только внутренняя информация, но и информация системного характера, характеризующая состояние энергосистемы и место и роль данного энергопредприятия в обеспечении единого графика электрической нагрузки потребителей. Особенно это относится к оперативной информации.

Энергопредприятие может принимать управленческие решения только в рамках определенного для него энергосистемой объема производства в целях обеспечения заданных графиков нагрузки и снижения себестоимости электрической и тепловой энергии. Рассмотрение получения максимальной прибыли в качестве целевой функции управления энергетическим производством возможно лишь на уровне энергосистемы. Если энергопредприятие входит в состав энергосистемы, то целевая функция управления — минимизация себестоимости продукции. Для автономного энергопредприятия целью управления может быть получение максимальной прибыли, завоевание своей доли рынка и т.д.

Экономическая информация является наиболее значимой в принятии управленческих решений. Экономическая информация подразделяется на следующие виды: плановая, нормативная (нормы, нормативы, тарифные ставки и т. д.), учетная (данные бухгалтерского, статистического и оперативного учета), прочая информация (данные аудиторских проверок, реви-

зий, объяснительных и докладных записок, переписок с другими организациями и т.п.).

Контроль и оперативное регулирование осуществляются в основном по данным планов, оперативного и бухгалтерского учета. Для оценки результатов управленческих решений используются, как правило, данные планирования и бухгалтерского учета.

В комплекс задач управления производственно-хозяйственной деятельностью энергетических предприятий входят:

- оперативный (в натуральном и стоимостном выражении) учет движения материалов на складах;
- оперативный учет движения топлива;
- учет и анализ информации об отключениях оборудования;
- контроль за ходом выполнения ремонтов основного оборудования электростанций и предприятий электрических и тепловых сетей;
- расчет годового графика вывода в ремонт основного оборудования по согласованию с диспетчерским управлением;
- расчет плановых и фактических показателей производственно-хозяйственной деятельности;
- анализ технико-экономических показателей;
- составление сводок о выработке и отпуске энергии в целом по электростанции и отдельным агрегатам;
- учет и анализ кадров;
- учет и анализ труда и заработной платы;
- учет основных средств предприятия;
- учет оборотных средств;
- учет финансовых вложений и нематериальных активов;
- учет расчетов с поставщиками и подрядчиками.

16.2. ВИДЫ И КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УЧЕТА

На энергопредприятиях и в энергосистемах используются оперативно-технический, статистический и бухгалтерский учет. Каждый из видов учета имеет свое предназначение и особенности.

Оперативно-технический учет служит для оказания воздействия на ход производственного процесса в краткосрочный период времени — час, сутки и т.д. Он обеспечивает непрерывное поступление информации о деятельности предприятия. Он тесно связан с оперативным планированием и позволяет анализировать такие показатели, как удельные расходы топлива, расход электроэнергии на собственные нужды, выполнение графиков нагрузки энергооборудования, количество произведенной и отпущенной энергетической и других видов продукции. Этот вид учета применяется как на уровне электростанции, так и в энергосистеме.

Организация оперативно-технического учета в энергетике связана с широким использованием АСУ. Главное достоинство АСУ в анализе произ-

водственно-хозяйственной деятельности — это оперативность, быстрота, точность и объективность, выдача информации в готовом виде (таблица, текст, график), возможность накопления большого количества информации для последующего статистического и бухгалтерского учета.

Внедрение АСУ позволяет решить следующие задачи [2]:

- сокращение трудоемкости обработки исходной информации;
- сокращение дублирования при обработке информации;
- улучшение планирования основного производства и ремонтных работ;
- ограничение и сокращение численности персонала;
- сокращение трудозатрат на сбор информации традиционными способами;
- повышение качества и эффективности принимаемых управленческих решений;
- обеспечение информационной увязки отдельных задач управления в результате создания его программно-технических комплексов;
- объединение вычислительных возможностей изолированных ЭВМ в единую сеть;
- переход на децентрализованную обработку информации непосредственно в подразделениях энергообъединения.

Статистический учет устанавливает закономерности или тенденции изменения во времени технико-экономических показателей, отражающих результаты деятельности энергосистемы, энергопредприятий и их подразделений. Этот вид учета позволяет выявить тенденции развития производства, найти «узкие» места и наметить пути совершенствования хозяйствования.

Статистический учет основан на обработке статистической информации, выявлении динамики изменения показателей. Он позволяет на основе количественных данных получить качественные характеристики. Для использования материалов статистического учета необходимо получение средних величин. В этих целях необходимо:

- произвести группировку исходных данных по характерным признакам;
- обеспечить качественную однородность показателей (по сезону и т.д.);
- выявить наибольшее и наименьшее значения показателя в рассматриваемом периоде;
- выбрать вид средней величины.

При проведении статистического учета используются различные виды средней величины, что зависит от типа задачи. При наличии прямо пропорциональной линейной зависимости между показателями (например, цена на топливо и издержки производства, тариф на электроэнергию и прибыль, переменные издержки и объем производимой энергии, и т.д.) используется среднеарифметическая величина.

Если зависимость обратно пропорциональная (например, условно-переменная составляющая себестоимости и объем произведенной продукции, удельная численность персонала и общая мощность энергопредприятия, и т.д.), то можно применять среднегармоническую величину.

При определении среднего темпа роста (отношение показателя последующего периода к предыдущему) применяются среднегеометрические величины.

В статистическом учете используются также экономические индексы, которые бывают индивидуальными и общими.

Под индивидуальным индексом понимается изменение конкретного показателя во времени (например, индекс инфляции по цене топлива, индекс инфляции по уровню оплаты труда и т.д.).

Общий индекс характеризует средневзвешенное изменение совокупности показателей во времени (например, общий индекс инфляции за определенный период).

По выбору базы для определения индекса они делятся на базисные и цепные. Базисные индексы отражают значение показателей различных периодов по отношению к показателю одного базового периода. Цепные индексы это отношение двух соседних показателей последующего к предыдущему.

Пример 1. Динамика цен на природный газ и формулы расчета индивидуальных базисных и цепных индексов представлены в общем виде:

Годы	0	1	2	3
Цена на природный газ	C_0	C_1	C_2	C_3
Базисные индексы	1	C_1/C_0	C_2/C_0	C_3/C_0
Цепные индексы	1	C_1/C_0	C_2/C_1	C_3/C_2

Пример 2. Требуется определить общий индекс инфляции потока платежей, если известны индексы по отдельным показателям, входящим в его состав, которые представлены в табл. 16.1.

Общий индекс инфляции определяется по формуле

Таблица 16.1

Определение общего индекса инфляции потока платежей

Годы	Наименование показателя	Обозначение показателя	Индивидуальный цепной индекс инфляции
1	Капиталовложения	K_1	$i_{к1}$
	Издержки	I_1	$i_{и1}$
	Объем реализованной продукции	O_1	$i_{о1}$
2	Капиталовложения	K_{12}	$i_{к12}$
	Издержки	I_{12}	$i_{и12}$
	Объем реализованной продукции	O_{12}	$i_{о12}$

$$I_{об} = \frac{O_{12} i_{o12} - K_{12} i_{k12} - H_{12} i_{h12}}{O_1 i_{o1} - K_1 i_{k1} - H_1 i_{h1}}.$$

Бухгалтерский учет отражает хозяйственные процессы, движение средств предприятия и хозяйственные операции с материальными и денежными ресурсами. Бухгалтерский учет ведется методом двойной записи. Построение бухгалтерского учета отражает кругооборот хозяйственных средств и процессов. Он основан на строгом документировании всех хозяйственных операций и оперирует с фактической информацией. Бухгалтерия предприятия ведет учет всех средств в денежной оценке, а основных средств и материальных ценностей как в денежной, так и в натуральной форме. Для ежедневного отражения хозяйственных операций ведется текущий бухгалтерский учет. Ежемесячно и поквартально составляется периодическая бухгалтерская отчетность, а по итогам года — годовой бухгалтерский отчет. Отчетность отражает основные результаты финансово-хозяйственной деятельности и состояние хозяйственных процессов в бухгалтерском балансе, отчете о финансовых результатах, отчете о движении денежных средств предприятия и в другой установленной отчетности.

Бухгалтерская служба должна выполнять следующие основные функции: обеспечение контроля за наличием и движением имущества, использованием материальных, трудовых и финансовых ресурсов;

своевременное предупреждение негативных явлений в хозяйственной и финансовой деятельности, выявление и мобилизация внутрихозяйственных резервов;

формирование полной и достоверной информации о хозяйственных процессах и результатах деятельности предприятия, необходимой для оперативного руководства и управления.

16.3. ОСОБЕННОСТИ БУХГАЛТЕРСКОГО УЧЕТА НА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯХ

Особенности энергетической отрасли проявляются и в организации работы бухгалтерии. Функции, взаимосвязь бухгалтерий разных уровней и их задачи определяются условиями формирования собственных средств энергопредприятий (уставного капитала, основного финансового результата деятельности — прибыли) [18—20].

В состав РАО «ЕЭС России» входят генерирующие мощности ряда крупных электростанций, ЦДУ (центральное диспетчерское управление), межсистемная транспортная сеть РАО «ЕЭС России». Стоимость основных средств этих подразделений определила размер акционерного капитала РАО «ЕЭС России». За пользование сетями, услугами ЦДУ и других подразделений РАО «ЕЭС России» взимается абонентная плата с АО-энерго

по установленному тарифу. Поэтому бухгалтерия РАО «ЕЭС России» занимается широким кругом вопросов, основными из которых являются:

составление отчетности РАО — как предприятия налогоплательщика;

составление консолидационной бухгалтерской отчетности, включающей результаты производственно-хозяйственной деятельности всех структурных подразделений РАО «ЕЭС России»;

составление консолидационной отчетности с включением всех дочерних и зависимых АО-энерго;

учет взаиморасчетов по абонентной плате, ее использование на местах на инвестирование;

учет финансовых результатов и их использования;

учет расчетов с акционерами РАО «ЕЭС России»;

учет коммерческой деятельности РАО «ЕЭС России» на рынке ценных бумаг;

методология учета и отчетности в электроэнергетическом комплексе;

учет доходов от участия в деятельности других предприятий (дочерних и зависимых обществ, например, АО-энерго) и от вкладов а совместное строительство объектов энергетики;

учет основных средств и их амортизации, учет незавершенного строительства, затрат на производство, расчеты по оплате труда персонала РАО и учет управленческих расходов РАО «ЕЭС России»;

учет взаимоотношений с бюджетом;

учет начисления и уплаты налогов с распределением по территориям;

формирование учетной политики РАО «ЕЭС России»;

участие в разработке стратегических финансовых планов РАО «ЕЭС России»;

контроль за выполнением графика документооборота и сроков представления отчетности подразделениями РАО «ЕЭС России»;

анализ производственно-хозяйственной деятельности.

Производство и реализацию энергетической продукции можно рассматривать как совместную деятельность электростанций, ПЭС, ПТС, других общесистемных подразделений АО-энерго.

При акционировании АО-энерго выпустили и реализовали акции на сумму, соответствующую стоимости имущества энергопредприятий и других подразделений, входящих в их состав. Владелец контрольного пакета акций АО-энерго является РАО «ЕЭС России». Остальные акции были распределены в основном между работниками энергетических предприятий и подразделений.

Расчеты с акционерами АО-энерго могут проводиться только на уровне энергосистемы. На этом же уровне выявляется прибыль и определяются направления ее использования, в соответствии с решением собрания акционеров.

Задачи, решаемые бухгалтерией АО-энерго, включают:

составление консолидационной бухгалтерской отчетности, включающей результаты производственно-хозяйственной деятельности всех подразделений АО-энерго;

учет взаиморасчетов с РАО «ЕЭС России»;

учет финансовых результатов и их использования;

учет расчетов с подразделениями АО-энерго (электростанциями, ПЭС, ПТС и т.д.);

учет расчетов с акционерами АО-энерго;

учет расчетов с потребителями;

учет производственных и управленческих расходов АО-энерго;

учет начисления и уплаты налогов;

формирование учетной политики АО-энерго;

участие в разработке финансовых планов АО-энерго;

контроль за выполнением графика документооборота и сроков представления отчетности подразделениями АО-энерго;

анализ производственно-хозяйственной деятельности.

Исходя из особенностей энергетической отрасли, бухгалтерии электростанций ведут учет:

всех видов материальных затрат (состава производственных запасов, затрат на производство энергетической и других видов продукции);

основных средств, нематериальных активов и финансовых вложений;

денежных средств энергопредприятий;

расчетов с поставщиками и подрядчиками;

оплаты труда.

По данным бухгалтерского учета рассчитывается фактическая себестоимость отпущенной энергетической продукции. Если электростанция производит и реализует побочную и сопутствующую продукцию, то бухгалтерия определяет прибыль от ее реализации и рассчитывает налоги по этим видам продукции.

Бухгалтерская служба на энергопредприятиях, в АО-энерго и в РАО «ЕЭС России» подчиняется непосредственно руководителю (директору, президенту), являясь самостоятельной структурной единицей. Руководит всей бухгалтерской службой главный бухгалтер. Он является руководителем и организатором учета и контроля на предприятии и несет ответственность за соблюдение методологических основ ведения бухгалтерского учета. Он подчиняется только руководителю предприятия.

Ответственность за организацию бухгалтерского учета несет руководитель предприятия. Он обязан создать необходимые условия для правильного ведения бухгалтерского учета, обеспечить неукоснительное соблюдение всеми подразделениями и работниками, имеющими отношение к бухгалтерскому учету, порядка оформления и представления первичных документов и других источников информации, находящихся отражение в бухгалтерском учете.

Бухгалтерия на энергопредприятиях подразделяется на структурные группы, каждая из которых выполняет свою функцию. Различают предметное и функциональное разделение учетного труда.

Предметное (линейное, оперативное) разделение труда предполагает, что группа работников (или один работник) ведет учет какого-либо цикла от начала до конца. Например, учет затрат основного производства (производства электроэнергии, теплоты) ведет группа или отдел учета затрат на

производство, учет затрат вспомогательного производства (по ремонтному цеху) — группа или отдел учета вспомогательных производств и т.д.

При функциональном разделении каждый работник или группа выполняет какие-либо однородные операции (функции). Например, при учете оплаты труда один работник принимает и проверяет первичные документы, другой исчисляет по ним размер заработной платы и начислений на нее, третий составляет учетные регистры. Наиболее часто практикуется смешанное разделение труда, которое совмещает преимущества функционального и предметного. На структуру бухгалтерского аппарата влияет также численность работников, объем учетно-отчетных и контрольных работ, их значимость, сложность и содержание.

В бухгалтерии АО-энерго могут создаваться специализированные подразделения по капитальному строительству.

Бухгалтерия электростанций, ПЭС, ПТС может включать и функции финансового отдела. В этом случае в ее состав включается финансовая группа.

В настоящее время наиболее распространена централизованная форма организации учета, при которой все учетные работы сосредоточены в единой бухгалтерии, что позволяет эффективно использовать средства ВТ, усилить контроль, расширить возможности экономического анализа.

16.4. ОСОБЕННОСТИ АНАЛИЗА ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯ

Краткая характеристика показателей производственно-хозяйственной деятельности подразделений энергетики. В условиях перехода экономики страны на рыночные отношения возросла роль итоговых показателей производственно-хозяйственной деятельности (ППХД) энергетических объединений и их подразделений. Эти показатели можно разделить на следующие группы [21]:

I. Производственные — выработка и полезный отпуск электро- и теплоэнергии, перетоки электроэнергии, расход энергии на собственные нужды и передачу ее по сетям и т.п.

II. Расхода материалов — топлива, вспомогательных материалов, запасных частей для ремонта.

III. Экономические — объем реализованной продукции, себестоимость энергии, уровень оплаты труда, прибыль, налоги, направления использования прибыли (в бюджет, в фонды накопления, потребления, на выплату дивидендов).

IV. Экологические — объемы твердых, жидких и газообразных выбросов в окружающую среду, плата за выбросы.

V. Оценочные — коэффициент эффективности использования рабочей мощности для энергообъединения и рабочая мощность для электростанций.

Перечисленные показатели находятся в тесной взаимосвязи друг с другом.

На основе первой группы показателей образуется система балансовых уравнений.

Уравнения баланса электроэнергии включают:

$$\mathcal{E}_{\text{пол}} + \mathcal{E}_{\text{эксп}} + \mathcal{E}_{\text{сн}} + \mathcal{E}_{\text{пот}} = \mathcal{E}_{\text{ст}} + \mathcal{E}_{\text{пок}};$$

$$\mathcal{E}_{\text{ст}} = \mathcal{E}_{\text{ТЭС}} + \mathcal{E}_{\text{ГЭС}};$$

$$\mathcal{E}_{\text{пок}} = \mathcal{E}_{\text{АЭС}} + \mathcal{E}_{\text{бл ст}} + \mathcal{E}_{\text{имп}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{пол}}$ — потребление электроэнергии в регионе энергетического объединения; $\mathcal{E}_{\text{эксп}}$ — передача электроэнергии в соседние энергосистемы (экспорт); $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ — расход электроэнергии на собственные нужды электростанций; $\mathcal{E}_{\text{пот}}$ — потери электроэнергии в сетях; $\mathcal{E}_{\text{ст}}$ — суммарная выработка электроэнергии на электростанциях энергообъединения; $\mathcal{E}_{\text{ТЭС}}$ — суммарная выработка электроэнергии на ТЭС энергообъединения; $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$ — суммарная выработка электроэнергии на ГЭС энергообъединения; $\mathcal{E}_{\text{пок}}$ — покупная электроэнергия от АЭС, блок-станций и импорт от РАО «ЕЭС России».

Уравнения баланса теплоты для энергообъединения:

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{отоп}} + Q_{\text{вент}} + Q_{\text{вд}} + Q_{\text{г в}} + Q_{\text{тех}};$$

$$Q_{\text{отп}} = \sum Q_i = Q_{\text{пол}};$$

$$Q_{\text{сеть}} = Q_{\text{отп}} + Q_{\text{пок}};$$

$$Q_{\text{пот}} = Q_{\text{сеть}} - Q_{\text{пол}},$$

где $Q_{\text{пол}}$ — полезный отпуск теплоты потребителям от ТЭС энергообъединения; $Q_{\text{отоп}}$ — годовая тепловая отопительная нагрузка; $Q_{\text{вент}}$ — годовая тепловая вентиляционная нагрузка; $Q_{\text{вд}}$ — годовая тепловая нагрузка непосредственного водоснабжения; $Q_{\text{г в}}$ — годовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения; $Q_{\text{тех}}$ — годовая тепловая технологическая нагрузка; $Q_{\text{отп}}$ — суммарный годовой отпуск теплоты потребителям от ТЭС энергообъединения; Q_i — годовой отпуск теплоты от i -й ТЭС энергообъединения; $Q_{\text{пот}}$ — потери теплоты при транспортировке по тепловым сетям; $Q_{\text{сеть}}$ — годовой отпуск теплоты в сеть.

Показатели второй группы — расходы материальных ресурсов в значительной степени зависят от производственной программы энергопредприятий. Так, расход топлива на тепловой электростанции определяется режимными характеристиками основного оборудования: суммарной выработкой электроэнергии, выработкой электроэнергии по теплофикационному циклу, отпуском теплоты из отборов турбин и пиковых водогрейных котлов или из редукционно-охладительных установок (РОУ).

На расход запасных частей для ремонта влияет прежде всего техническое состояние оборудования и длительность его эксплуатации.

Показатели третьей группы базируются на первых двух с добавлением стоимостных характеристик: цен, тарифов, экономических норм и нормативов.

Объем реализованной продукции определяется по формуле

$$V_p = \sum \mathcal{E}_i C_{\mathcal{E}i} + \sum Q_j C_{Tj} + O_{\text{пр}},$$

где V_p — объем реализованной продукции; $\mathcal{E}_i$ — потребление электроэнергии и ее оплата i -й группой потребителей; $C_{\mathcal{E}i}$ — тариф на электроэнергию по i -й группе потребителей; Q_j — потребление теплоты и ее оплата j -й группой потребителей; C_{Tj} — тариф на теплоту по j -й группе потребителей; $O_{\text{пр}}$ — объем прочей реализованной продукции по энергообъединению.

Балансовая прибыль представляет собой сумму прибыли от реализации продукции (которая определяется как разница между объемом реализованной продукции и издержками на ее производство), реализации иных материальных ценностей и доходов от внебюджетных операций, уменьшенных на сумму расходов по ним.

Чистая нераспределенная прибыль — это разность балансовой прибыли и налога на прибыль. Эта прибыль остается в распоряжении энергообъединения. Направления ее использования определяются собранием акционеров.

Группа экологических показателей связана с производственными показателями через объемы загрязняющих веществ и потребляемых природных ресурсов, а с экономическими показателями — платой за выбросы на основе существующих стоимостных нормативов. Эти показатели оказывают влияние на уровень себестоимости (при выбросах в пределах допустимого годового выброса) или на уровень чистой прибыли, при превышении указанного норматива.

Группа оценочных показателей используется для расчетов между энергообъединением и генерирующими энергопредприятиями. Оценочные показатели используются для формирования фондов потребления и являются основными для премирования инженерно-технических работников энергопредприятий.

Повышение уровня организации анализа ППХД связано с внедрением ЭВМ и созданием соответствующих АСУ энергообъединения. Это создает предпосылки для перехода к анализу с использованием экономико-математических методов и моделей.

Задачи и последовательность анализа ППХД. Анализ производственно-хозяйственной деятельности — одна из важнейших функций работников управления энергопредприятием. Он заключается в получении достоверной информации о возможных перспективах и состоянии дел на энергетическом предприятии или в энергообъединении. Цель анализа — выработка оптимальных управленческих решений.

При проведении анализа ППХД решаются следующие задачи:

- оценка выполнения планов;
- корректировка планов при изменении условий производства и рыночной ситуации;
- поиск резервов увеличения объемов реализованной продукции, прибыли, снижения затрат;
- улучшение организации энергетического производства и управления;
- учет влияния социально-экономических и экологических факторов.

Анализ ППХД включает ряд этапов, основными из которых являются:

- сбор и первоначальная обработка исходной информации. Формирование представительной выборки динамического ряда;
- выявление и анализ структуры изучаемого показателя;
- анализ полученного динамического ряда;
- построение математических моделей;
- оценка перспектив изменения показателя под воздействием влияющих внутренних и внешних факторов;
- разработка выводов и рекомендаций.

Использование метода цепных подстановок в анализе ППХД энергетических объектов. Метод цепных подстановок — один из наиболее распространенных методов экономического анализа. Суть метода заключается в последовательной замене плановых показателей фактическими или показателей предшествующего периода показателями текущего периода. При таком подходе определяется влияние одного из факторов на исследуемый итоговый показатель при фиксированных значениях остальных. По результатам анализа оцениваются наиболее существенные факторы.

Для энергетического предприятия прежде всего анализируется **себестоимость** энергетической продукции. Задача анализа себестоимости — установление причин отклонения фактической себестоимости от плановой, выявление возможностей снижения себестоимости, оценка выполнения плана в целом и по отдельным составляющим.

Отклонения уровня фактической себестоимости могут быть вызваны количественными и ценностными факторами.

К количественным влияющим факторам относятся:

- колебания объемов отпущенной электро- и теплоэнергии с шин и коллекторов ТЭС, связанные с изменением диспетчерского графика нагрузки и расходом энергии на собственные нужды электростанции;
- колебания объемов покупной энергии;
- соотношение удельных расходов топлива на отпуск энергии.

Ценностные изменения влияют на уровень условно-постоянных или условно-переменных расходов и на их соотношение. Рассматриваются следующие ценностные факторы:

- колебания цен на потребляемое топливо и покупную энергию;

отклонения фактических условно-постоянных затрат от плановых значений.

Для установления истинных причин изменений себестоимости энергии необходимо провести анализ по всем факторам.

Последовательность проведения анализа себестоимости электроэнергетики для энергообъединения рассмотрена ниже.

1. Анализ выполнения плана по полной себестоимости:

$$\Delta I_{\Sigma} = (S^{\Phi} - S^{\Pi}) \mathcal{E}_{\text{пол}}^{\Phi},$$

где S^{Φ} , S^{Π} — фактическая и плановая себестоимость производства электроэнергии; $\mathcal{E}_{\text{пол}}^{\Phi}$ — фактический полезный отпуск электроэнергии потребителям.

Затем проводится пофакторный анализ себестоимости в целях выявления причин суммарной экономии (перерасхода).

2. Изменение топливной составляющей себестоимости:

$$\Delta I_{T\Sigma} = (b_{\Sigma}^{\Phi} U_T^{\Phi} - b_{\Sigma}^{\Pi} U_T^{\Pi}) \mathcal{E}_{\text{пол}}^{\Phi},$$

где b_{Σ}^{Φ} , b_{Σ}^{Π} — фактический и плановый удельные расходы топлива; U_T^{Φ} , U_T^{Π} — фактическая и плановая цена топлива; $\mathcal{E}_{\text{пол}}^{\Phi}$ — фактический полезный отпуск электроэнергии потребителям:

влияние удельных расходов топлива:

$$\Delta I_T^b = (b_{\Sigma}^{\Phi} U_T^{\Pi} - b_{\Sigma}^{\Pi} U_T^{\Pi}) \mathcal{E}_{\text{пол}}^{\Phi}.$$

влияние цены топлива:

$$\Delta I_T^U = b_{\Sigma}^{\Phi} (U_T^{\Phi} - U_T^{\Pi}) \mathcal{E}_{\text{пол}}^{\Phi}.$$

3. Изменение потерь энергии в сетях:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пот}}^c = \mathcal{E}_c^{\Phi} (k_{\Sigma}^{\Phi} - k_{\Sigma}^{\Pi}) / 100,$$

где k_{Σ}^{Φ} , k_{Σ}^{Π} — фактический и плановый процент потерь электроэнергии в сетях; $\mathcal{E}_c^{\Phi}$ — фактический отпуск электроэнергии в сеть.

4. Изменение стоимости покупной энергии:

$$\Delta I_{\text{пок}} = \Delta I'_{\Sigma \text{ пок}} - \Delta I''_{\Sigma \text{ пок}}.$$

Влияние цены покупной энергии:

$$\Delta I'_{\Sigma \text{ пок}} = (U_{\Sigma \text{ пок}}^{\Phi} - U_{\Sigma \text{ пок}}^{\Pi}) \mathcal{E}_{\Sigma \text{ пок}}^{\Phi},$$

где $\mathcal{E}_{\Sigma \text{ пок}}^{\Phi}$ — фактическое количество покупной энергии; $U_{\Sigma \text{ пок}}^{\Phi}$, $U_{\Sigma \text{ пок}}^{\Pi}$ — фактическая и плановая цена покупной энергии.

Влияние количества покупной энергии. Эта составляющая включает изменение себестоимости за счет отклонения полезного отпуска и за счет изменения собственно количества покупной энергии:

$$\Delta I''_{з\text{ пок}} = (\mathcal{E}_{з\text{ пок}}^{\phi} - \mathcal{E}_{з\text{ пок}}^{\text{п}}) (1 - k_3^{\text{п}}/100) S^{\text{п}} + (\mathcal{E}_{з\text{ пок}}^{\phi} - \mathcal{E}_{з\text{ пок}}^{\text{п}}) U_{з\text{ пок}}^{\text{п}},$$

где $\mathcal{E}_{з\text{ пок}}^{\text{п}}$ — плановое количество покупной электроэнергии.

5. Влияние на себестоимость энергообъединения выполнения плана на тепловых электростанциях, входящих в его состав:

$$\Delta I_{ТЭС} = \Delta I'_{ТЭС} - \Delta I''_{ТЭС}.$$

Влияние дополнительного отпуска (недоотпуска) электроэнергии по плановой цене:

$$\Delta I'_{ТЭС} = (\mathcal{E}_{ТЭС}^{\phi} - \mathcal{E}_{ТЭС}^{\text{п}}) (1 - k_3^{\text{п}}/100) S^{\text{п}}.$$

Влияние стоимости сэкономленного (неизрасходованного) топлива по плановой цене:

$$\Delta I''_{ТЭС} = (\mathcal{E}_{ТЭС}^{\phi} - \mathcal{E}_{ТЭС}^{\text{п}}) b_3^{\text{п}} U_{\text{т}}^{\text{п}}.$$

6. Влияние на себестоимость энергообъединения выполнения плана на гидроэлектростанциях, входящих в его состав:

$$\Delta I_{ГЭС} = (W_{ГЭС}^{\phi} - W_{ГЭС}^{\text{п}}) (1 - k_3^{\text{п}}/100) S^{\text{п}}.$$

7. Изменение условно-постоянной составляющей себестоимости:

$$\Delta I_{\text{упост}} = I_{\text{упост}}^{\phi} - I_{\text{упост}}^{\text{п}},$$

где $I_{\text{упост}}^{\phi}$, $I_{\text{упост}}^{\text{п}}$ — фактическая и плановая составляющие условно-постоянных издержек на производство электроэнергии.

Анализ себестоимости тепловой энергии проводится аналогично.

На следующем этапе проводится анализ влияния факторов на объем отпущенной энергии, реализацию и прибыль энергетического объединения. Методика анализа зависит от принятого в учетной политике энергообъединения метода определения реализации. В настоящее время в основном используется метод — по фактическому поступлению денег от потребителей на расчетный счет. В этом случае абонентская задолженность не входит в объем реализованной продукции, но является составляющей товарной продукции энергообъединения. Товарная продукция включает наряду с энергией, произведенной предприятиями энергообъединения, и покупную энергию. Поэтому для дефицитных энергосистем товарная продукция может превышать валовую, отражающую непосредственное производство энергообъединения.

В ближайшее время предусматривается переход к определению реализации по отгруженной продукции (как принято в мировой практике). При использовании этого метода абонентская задолженность будет входить в со-

став реализованной продукции. Анализ может быть построен по следующей схеме. Методом цепных подстановок определяются приращения реализованной продукции в результате изменения количества отпущенной энергии, тарифа, остатков абонентской задолженности.

Изменения объема реализации за счет количественных показателей объема полезно отпущенной электроэнергии определяется по формуле

$$\Delta V_p^w = (\mathcal{E}_{\text{пол}}^{\phi} - \mathcal{E}_{\text{пол}}^{\text{п}}) U_3^{\text{п ср}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{пол}}^{\phi}$, $\mathcal{E}_{\text{пол}}^{\text{п}}$ — объем полезного отпуска электроэнергии в натуральном выражении соответственно фактический и плановый; $U_3^{\text{п ср}}$ — средний плановый тариф на электрическую энергию.

Изменение тарифа анализируется по формуле

$$\Delta V_p^u = (U_3^{\phi \text{ ср}} - U_3^{\text{п ср}}) \mathcal{E}_{\text{пол}}^{\phi},$$

где $U_3^{\phi \text{ ср}}$ — средний фактический тариф на электрическую энергию.

Степень влияния на реализованную продукцию изменения остатков абонентской задолженности по электроэнергии определяется следующим образом:

$$\Delta V_p^a = A_3^{\text{п}} - A_3^{\phi},$$

где A_3^{ϕ} , $A_3^{\text{п}}$ — фактический и плановый остатки абонентской задолженности.

Из данных примера, приведенного в табл. 16.2, следует, что увеличение реализации достигнуто за счет полезного отпуска электроэнергии, а за счет снижения среднего тарифа и возрастания абонентской задолженности реализация уменьшилась. По тепловой энергии анализ проводится аналогично.

Влияние отдельных факторов на размер балансовой прибыли можно проанализировать следующим образом:

Таблица 16.2

Анализ влияющих факторов на объем реализованной продукции			
Наименование показателя	План	Факт	Приращение
Полезный отпуск электроэнергии, тыс. кВт · ч	45 065 200	45 200 684	135 484
Средний тариф, руб/кВт · ч	101,2	100,9	- 0,3
Реализация электроэнергии, млн. руб.	4 560 598	4 560 649	+ 51
Приращение реализации электроэнергии, млн. руб. за счет изменения:			
полезного отпуска	(45 200 684 - 45 065 200)	101,2	13 711
тарифа	(100,9 - 101,2)	45 200,684	- 13 560
остаток задолженности на начало года	240 568	240 668	- 100

изменение прибыли от реализации электрической энергии за счет изменения полезного отпуска электроэнергии:

$$\Delta P_6^3 = (\mathcal{E}_{\text{пол}}^{\Phi} - \mathcal{E}_{\text{пол}}^{\Pi}) (C_3^{\Pi \text{ ср}} - S_3^{\Pi});$$

влияние на прибыль изменения среднего тарифа определяется по формуле

$$\Delta P_6^{\Pi} = \mathcal{E}_{\text{пол}}^{\Phi} (C_3^{\Phi \text{ ср}} - C_3^{\Pi \text{ ср}});$$

влияние отклонений себестоимости на прибыль можно охарактеризовать по выражению

$$\Delta P_6^S = \mathcal{E}_{\text{пол}}^{\Phi} (S_3^{\Pi} - S_3^{\Phi}),$$

где S_3^{Φ} , S_3^{Π} — соответственно фактическое и плановое значения себестоимости единицы электроэнергии.

Проведение анализа и по этому показателю для тепловой энергии аналогично.

Анализ по прибыли может включать ее распределение по направлениям использования: в бюджет, в фонды потребления, на выплату дивидендов, в фонды накопления, в страховые и резервные фонды и т.д.

Вопросы для повторения

1. Какие виды учета используются на энергопредприятиях? Каковы их особенности и взаимосвязь?
2. В чем состоят отличия цепных и базисных индексов?
3. Каковы отличия задач, решаемых бухгалтерией РАО, АО-энерго, электростанции?
4. В каком случае применяется функциональное разделение труда, предметное, смешанное?
5. Какие показатели применяются для анализа производственно-хозяйственной деятельности энергопредприятий?
6. В каких целях проводится анализ ППХД?
7. Какова последовательность проведения анализа ППХД энергопредприятий?

ЛИТЕРАТУРА

1. Гидроэнергетика / Под ред. В. И. Обрезкова. М.: Энергоатомиздат, 1988.
2. Коровин Н.В. Курс общей химии. М.: Высш. шк., 1990.
3. Дьяков А.Ф., Перминов Э.М., Шахриян Ю.Г. Ветроэнергетика. М.: Изд-во МЭИ, 1996.
4. Новая энергетическая политика России / Под ред. Ю.К. Шафраника М.: Энергоатомиздат. 1995.
5. Энергетическая стратегия России. Рациональная энергетическая политика // Промышленная энергетика. 1996. № 2.
6. Энергетическая политика Российской Федерации. Обзор 1995 г. Международное энергетическое агентство.
7. Волкова Е., Макаров А., Макарова А., Савин В. Сценарии развития энергетики России // Промышленная энергетика. 1996. № 2.
8. Хохлов В.Х., Саркисов М.А., Зимин Г.Н. Экономика строительства и эксплуатации электрических сетей. М.: Высш. шк., 1976.
9. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.И. Шапиро. М.: Энергия, 1977.
10. Дерзкий В. Г. Адаптивные модели прогнозирования годовых и квартальных уровней нагрузки (электропотребления) энергосистем // Энергетика и электрификация. 1992. № 2.
11. Методы анализа и прогнозирования показателей производственно-хозяйственной деятельности энергетического объединения / Е.Е. Барыкин, О.В. Зайцев, Э.М. Косматов, А.А. Миролубов; Под ред. Шевкоплясова. СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 1994.
12. Положение о составе затрат по производству и реализации продукции (работ и услуг), и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли. Утверждено Постановлением правительства РФ. № 552 от 5 авг. 1992.
13. Изменения и дополнения, вносимые в Положение, о составе затрат по производству и реализации продукции (работ и услуг), и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли. Утверждены Постановлением Правительства РФ. № 661 от 01.07.95. М.: «Налог», 1995. № 15.
14. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. Официальное издание. М., 1994.
15. Коммерческая состоятельность инвестиционных проектов: проблемы оценки // Финансовая газета. 1993, № 49—51; 1994, № 1—6, № 24—27.
16. Прузнер С.Л., Златопольский А.Н., Журавлев В.Г. Организация планирования и управления энергетическими предприятиями. М.: Высш. шк., 1981.
17. Коган М.Л. Коммерческие банки и предприятия: Расчетные и кредитные взаимоотношения. М.: Центр деловой информации газеты «Экономика и жизнь», 1992.

19. План счетов бухгалтерского учета и инструкция по его применению. М.: «Финансовая газета», № 12 (21), март 1995.
20. Положение о бухгалтерском учете и отчетности в РФ. М.: «Экономика и жизнь», № 10, март 1995.
21. Крайнина М.Н. Анализ финансового состояния и инвестиционной привлекательности акционерных обществ в промышленности, строительстве, торговле. М.: АО «ДИС» «МВ-Центр», 1994.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие		3
Раздел I ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭКОНОМИКИ		
Глава 1.	Энергетика и электрификация народного хозяйства	7
1.1.	Энергетическое хозяйство страны	7
1.2.	Электрификация народного хозяйства	10
	<i>Вопросы для повторения</i>	11
Глава 2.	Энергетические ресурсы и их использование	12
2.1.	Общие положения	12
2.2.	Количественная оценка энергетических ресурсов мира	14
2.3.	Развитие производства и потребления первичной энергии в мире	17
2.4.	Необходимость совершенствования структуры энергопотребления	18
2.5.	Количественная характеристика топливно-энергетических ресурсов России	21
2.6.	Топливо-энергетический комплекс России и его роль в экономике страны	33
2.7.	Основные положения энергетической стратегии России.	38
	<i>Вопросы для повторения</i>	50
Глава 3.	Электроэнергетический баланс	51
3.1.	Общие сведения	51
3.2.	Баланс электроэнергии энергосистемы	53
3.3.	Баланс мощности энергосистемы	59
	<i>Вопросы для повторения</i>	83
Глава 4.	Прогнозирование в энергетике	84
4.1.	Общие положения	84
4.2.	Статистические методы и модели краткосрочного прогнозирования	87
4.3.	Методы и модели среднесрочного и долгосрочного прогнозирования энергетического объединения	96
	<i>Вопросы для повторения</i>	99
Глава 5.	Капиталовложения в энергетику	100
5.1.	Капиталовложения и их структура	100
5.2.	Стадии проектирования. Характеристика затрат	102
5.3.	Сметы на строительство энергопредприятий	105
5.4.	Экономическая реформа в стране и капитальное строительство ..	110
	<i>Вопросы для повторения</i>	111
		293

Глава 6.	Основные и оборотные средства энергопредприятий	112
6.1.	Состав и характеристика средств энергопредприятий	112
6.2.	Основные средства (фонды) энергопредприятий	113
6.3.	Оборотные средства энергопредприятий	121
	<i>Вопросы для повторения.</i>	125
Глава 7.	Себестоимость в энергетике	127
7.1.	Основные составляющие себестоимости энергосистемы	127
7.2.	Деление текущих затрат на условно-постоянные и условно-переменные	133
	<i>Вопросы для повторения.</i>	136

Раздел II

ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ

Глава 8.	Инвестиционные проекты	137
8.1.	Вводная часть.	137
8.2.	Эффективность инвестиционных проектов	139
	<i>Вопросы для повторения.</i>	151
Глава 9.	Технико-экономическое обоснование технических решений	152
9.1.	Основные этапы.	152
9.2.	Технико-экономическое сопоставление вариантов инвестиционных проектов	156
9.3.	Экономическое обоснование выбранного варианта.	160
	<i>Вопросы для повторения.</i>	174
Глава 10.	Бизнес-план инвестиционного проекта	176
10.1.	Общие сведения	176
10.2.	Содержание бизнес-плана проекта	177
	<i>Вопросы для повторения.</i>	184

Раздел III

ВОПРОСЫ ОРГАНИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТАМИ

Глава 11.	Организация труда и заработной платы на энергопредприятиях	185
11.1.	Организация труда. Численность персонала.	185
11.2.	Организация заработной платы на энергетических предприятиях.	187
11.3.	Организация оплаты труда в конкретной энергосистеме.	190
	<i>Вопросы для повторения.</i>	193
Глава 12.	Управление энергетическим предприятием.	195
12.1.	Энергетическое предприятие и его особенности	195
12.2.	Принципы построения структур управления энергетическими предприятиями.	198
12.3.	Структуры управления энергосистемами (АО-энерго)	202
	<i>Вопросы для повторения.</i>	217

Глава 13.	Основные принципы оптимального использования производственной мощности электростанций	218
13.1.	Энергетические характеристики тепловых электростанций	218
13.2.	Энергетические характеристики гидроэлектростанций	224
13.3.	Энергетические характеристики и характеристики относительных приростов атомных электростанций	228
13.4.	Характеристика относительного прироста потерь активной мощности в электрической сети.	230
13.5.	Оптимизация использования производственных мощностей электростанций в энергообъединении	234
	<i>Вопросы для повторения.</i>	240
Глава 14.	Оснoвы организации ремонтного обслуживания энергетического оборудования	241
14.1.	Износ и восстановление оборудования	241
14.2.	Основные принципы организации планово-предупредительного ремонта.	245
14.3.	Разработка ремонтного плана.	247
14.4.	Способы ремонтного обслуживания	251
	<i>Вопросы для повторения.</i>	254
Глава 15.	Финансовое хозяйство энергопредприятий	255
15.1.	Структура источников финансовых средств энергопредприятий	255
15.2.	Финансовый план энергопредприятия.	256
15.3.	Взаиморасчеты и кредиты	257
15.4.	Прибыль и рентабельность в энергетике	261
15.5.	Основы финансового анализа в энергетике	267
	<i>Вопросы для повторения.</i>	275
Глава 16.	Учет и отчетность на энергетическом предприятии	276
16.1.	Место учета в системе управления производственно-хозяйственной деятельностью энергопредприятий	276
16.2.	Виды и краткая характеристика учета	277
16.3.	Особенности бухгалтерского учета на энергопредприятиях	280
16.4.	Особенности анализа хозяйственной деятельности энергопредприятия	283
	<i>Вопросы для повторения.</i>	290
	Список литературы	291

Учебное издание

*БАРАНОВСКИЙ Анатолий Иванович, КОЖЕВНИКОВ Николай Николаевич,
ПИРАДОВА Наталья Викторовна, ЗЛАТОПОЛЬСКИЙ Арон Натанович,
МАРФУТОВ Леонид Алексеевич, ЛЕОНОВА Эмилия Георгиевна,
ЧИНАКАЕВА Насима Сунгатовна, АМОСОВ Андрей Георгиевич,
БАСОВА Татьяна Федоровна*

ЭКОНОМИКА ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В трех томах

Том 2. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГООБЪЕКТАМИ

Книга 1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭКОНОМИКИ И УПРАВЛЕНИЯ

Редактор издательства *О. М. Горина*
Художественный редактор *В. Е. Гришин*
Технический редактор *З. Н. Ратникова*
Корректор *В. В. Сомова*

Набор и верстка выполнены на компьютерах Издательства МЭИ
Оператор *О. А. Беспалова*

ЛР № 020528 от 05.06.97 г.

Подписано в печать с оригинала-макета 9.02.98	Формат 60×90 1/16
Бумага офсетная	Гарнитура Times
Усл. печ. л. 17,2	Усл. кр.-отт. 17,2
Тираж 1500	Заказ 394т
	Печать офсетная
	Уч.-изд. л. 17,56
	С-003

Издательство МЭИ, 111250, Москва, Красноказарменная ул., д. 14

Типография НИИ «Геодезия», Московская обл., г. Красноармейск, ул. Центральная д. 16